unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

JACKSON FARIAS FONSECA

ELEMENTOS DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Guaratinguetá - SP
2014

JACKSON FARIAS FONSECA

ELEMENTOS DE MANUTENÇÃO EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias

Guaratinguetá
2014

unesp UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
CAMPUS DE GUARATINGUETÁ

JACKSON FARIAS FONSECA

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE "**GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**"

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Prof. Dr. LEONARDO MESQUITA
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. RUBENS ALVES DIAS
Orientador/UNESP-FEG

Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
UNESP-FEG

Prof. Dr. JOSÉ FELICIANO ADAMI
UNESP-FEG

Dezembro de 2014

DADOS CURRICULARES

JACKSON FARIAS FONSECA

NASCIMENTO	30.09.1991 – GURUPI / TO
FILIAÇÃO	José Osmar Fonseca Lima Selma Farias Leite Fonseca
2010/2014	Curso de Graduação Engenharia Elétrica - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá da Universidade Estadual Paulista.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus, sem o qual nunca chegaria onde cheguei, e também aos meus pais José Osmar e Selma, que sempre me apoiaram,

ao meu orientador, Prof. Dr. Rubens Alves Dias, que com sua dedicação e conhecimento contribui para o resultado final deste estudo,

ao Robson Vitor Oliva, pelo auxilio nas soluções de duvidas pertinentes a manutenção em transformadores de potência e pelo compartilhamento de sua experiência e conhecimento em sistemas de alta tensão,

ao Regis Brandão do Carmo, pela ajuda e ensinamentos sobre a técnica preditiva de termografia,

e ao José Altamir Leite, pelos ensinamentos na área de manutenção preditiva, preventiva e corretiva.

FONSECA, J. F. **Elementos de manutenção de transformadores de potência**. 2014. 97 f. Trabalho de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

RESUMO

Neste trabalho são abordados os principais ensaios de comissionamento de transformadores de potência e os métodos de manutenção mais utilizados no segmento industrial, discutindo seus resultados e as consequências destes para a operação normal do equipamento. No desenvolvimento do texto é detalhado um plano de manutenção adequado aos transformadores de potência, mesclando elementos da manutenção preventiva e preditiva, explicitando os principais dispositivos, ensaios e normas utilizados atualmente e demonstrando o modo de se usar e interpretar os resultados de tais recursos. É demonstrado também o impacto econômico decorrente da danificação de um transformador e como a manutenção correta pode diminuir esses prejuízos. Tem-se como objetivo demonstrar a importância do equipamento e os benefícios de uma correta manutenção, tanto em termos financeiros quanto em confiabilidade elétrica do sistema.

PALAVRAS-CHAVE: Transformadores. Comissionamento. Manutenção.

FONSECA, J. F. **Power transformer maintenance elements**. 2014. 97 f. Graduate work (Graduate in Electrical Engineering) - Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2014.

ABSTRACT

The intended purpose of this paper is to present the main commissioning tests for power transformers and the most used techniques in industrial segment, it is also discussed your results and consequences in the equipment's normal operation. Also in this text, it is given specific information concerning a maintenance plan compatible to power transformers, with elements of preventive and predictive maintenance, exposing essential components, tests and the regulations current, showing how analyze and interpreted the results from this maintenance resources. Also in this paper is submitted the economic impact of damage to transformers and how the correct maintenance method can minimize them. The objective of this text is demonstrate the importance of the equipment and the benefits of proper maintenance, much of in financial terms as in electric system reliability.

KEY-WORDS: Transformers. Commissioning. Maintenance.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

LISTA DE TABELAS

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASTM	American Society for Testing and Materials
AT	Alta tensão
ATPV	Arc Thermal Perfomance Value
BT	Baixa tensão
DC	Direct current
FCC	Fator de correção de carga
FCVV	Fator de correção de velocidade do vento
FP	Fator de potência
GPRS	General Packet Radio Services
GSM	Global System for Mobile Communications
NBR	Norma Brasileira Registrada
ONAN	Óleo natural com resfriamento natural
PTW	Power Tools For Windows
RTC	Compensação de temperatura refletida
RTD	Dispositivo de resistência da temperatura
SCR	Silicon Controlled Rectifier
TC	Transformador de corrente
TEC	Sistema inteligente de monitoramento de transformadores
TFC	Temperatura final corrigida
TIF	Tensão interfacial
TP	Transformador de potencial
TTR	Transformer Turn Ratio
USB	Universal Serial Bus

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO

1.1 Importância do transformador

O transformador é um equipamento que tem a função de converter um determinado nível de tensão para outro, sem no entanto alterar a magnitude da potência entregue, garantindo assim o fornecimento de energia elétrica de máquinas e a segurança operacional do processo.

Nas saídas de hidrelétricas o transformador é utilizado para elevar o nível de tensão que estas fornecem e reduzir o nível de corrente, mantendo a potência praticamente constante, assim o objetivo de se utilizar um transformador na saída de uma hidrelétrica é diminuir as perdas nos condutores e tornar economicamente viável a transmissão de energia elétrica por longas distâncias.

Nas cidades o nível de tensão que se utiliza para transmissão de energia elétrica por longas distâncias se torna demasiadamente perigoso para a saúde e segurança dos seus habitantes, além disto, os equipamentos em sua maioria são eletrônicos e de baixo nível de tensão, necessitando de maiores níveis de corrente para seu perfeito funcionamento, assim novamente se utiliza transformadores nos pontos de chegada da linha de transmissão na cidade, no entanto, neste caso o nível de tensão é reduzido e a corrente elevada, mantendo-se a potência praticamente constante, e após essa conversão a energia elétrica é distribuída para as residências e indústrias da cidade.

A regulação de tensão também revela a importância dos transformadores, e se torna necessária por causa das perdas eminentes que se tem nos condutores de transmissão de energia elétrica. Devido a essas perdas o nível de tensão é reduzido quando a linha se afasta da fonte geradora, e pelo fato dos equipamentos necessitarem de um nível de tensão mínimo para trabalhar, essa queda de tensão na linha de transmissão deve ser regularizada para que os equipamentos possam funcionar de forma adequada, e isto é feito utilizando-se transformadores, os quais tem a função de manter esse nível de tensão nas faixas de trabalho dos equipamentos existentes nas cidades.

Nas indústrias existem máquinas de diferentes portes e necessidades, sendo preciso em muitos casos utilizar transformadores que convertam o nível de tensão e corrente obtido da linha para os níveis adequados ao funcionamento do equipamento.

Problemas de funcionamento dos transformadores podem resultar no desligamento de uma máquina de uma indústria, um bairro residencial, uma cidade ou até mesmo um ou mais estados, dependendo do transformador afetado. Isto demonstra a importância do equipamento, uma vez que a paralização de uma indústria gera perdas, tanto por ela não estar produzindo, quanto por eventuais multas contratuais para com seus clientes. No âmbito residencial, o desligamento da energia pode levar, por exemplo, a problemas de trânsito, diminuição de vendas em lojas e paralização de hospitais. Em relação as concessionárias de energia elétrica, os danos em transformadores de subestações, geram prejuízo financeiro por serem equipamentos de alto custo e, desde que haja desligamento de energia, levam a multas por não fornecimento de energia elétrica.

1.2 Manutenção de transformadores e seus desafios

A manutenção é uma técnica que objetiva a conservação do equipamento, tanto estrutural quanto funcional, no caso de transformadores a manutenção se aplica por meio de suas vertentes corretiva, preventiva e preditiva, de modo a garantir que o transformador mantenha uma depreciação natural a sua vida útil e não interrompa o fornecimento de energia para a máquina ou sistema que este alimenta.

A manutenção preventiva, a qual se caracteriza como uma técnica composta de procedimentos com periodicidade fixa, é formada no caso dos transformadores por um conjunto de análises das condições estruturais dos elementos que o compõem, tal como buchas, tanque, radiadores, conservador de óleo, termômetros, secador de ar, ventiladores, relés e para-raios.

A vertente preditiva, que é baseada em monitoramento e estudos estatísticos, inclui o uso das técnicas de oscilografia, ensaio de resistência dos enrolamentos, ensaio de relação de transformação, ensaio de resistência de isolação, termografia, análise físico-química e cromatografica. A preditiva pode ser comparada a exames médicos, tal como o exame de sangue, uma vez que por meio destes testes e análises consegue-se inferir determinados problemas e por meio de históricos destes testes e análises, prever um possível progresso ou tendência de problemas futuros.

O principal desafio da manutenção é evitar manutenções corretivas, já que estas levam ao desligamento do equipamento por um determinado período de tempo, o que acarreta prejuízos financeiros. No entanto, esse desafio também está presente nas manutenções preventivas, já que

algumas atividades dessa vertente exigem o desligamento do transformador, que embora seja curto, deve ser evitado. Assim, o segundo desafio da manutenção é aumentar a periodicidade da realização de manutenções preventivas, sem depreciar a confiabilidade do sistema, o que exige um melhor aproveitamento das técnicas de manutenção preditivas, que em sua maioria evitam o desligamento do transformador e preveem problemas atuais e futuros.

1.3 Organização do trabalho

O presente trabalho tem por objetivo determinar um plano de manutenção adequado a um transformador, usando-se das vertentes preventiva, preditiva e corretiva, descrevendo os principais ensaios e análises preditivas, além das principais técnicas preventivas e corretivas.

Na seção 2 é feita uma apresentação e explicação dos tipos de manutenções existentes atualmente no mundo e também das técnicas de manutenção usadas para transformadores, tanto mundialmente quanto em níveis nacionais, bem como a apresentação de equipamentos e softwares que auxiliam nessa manutenção.

Os aspectos conceituais são abordados na seção 3, no qual é exposto os ensaios estabelecidos por normas e o motivo da sua realização, bem como os componentes que compõem um transformador. Além disto é explicado nesta seção o princípio de funcionamento de um relé digital e suas contribuições, por meio de sua oscilografia, com a manutenção preditiva do transformador. Nessa seção também é apresentado e explicado os ensaios preditivos de resistência ôhmica dos enrolamentos, resistência de isolação e relação de transformação, sendo apontado os métodos principais de execução destes ensaios, bem como os equipamentos utilizados e seu princípio de funcionamento. Consta também nesta seção a abordagem das técnicas preditivas de termografia, análise cromatográfica dos gases do óleo isolante e análise físico-química do óleo do transformador, demonstrando e explicando os principais métodos e equipamentos utilizados e como analisar seus resultados. Ainda é estabelecido nesta seção um plano de manutenção completo, mesclando manutenção preventiva e preditiva, além do estabelecimento de periodicidades adequadas. Finalizando essa seção, é apresentado o aspecto de manutenção corretiva, e como utilizar essa técnica da melhor maneira possível.

A aplicação dos aspectos conceituais são vistas na seção 4, no qual se analisa um transformador de potência a óleo utilizado em uma fábrica de laminação de alumínio,

demonstrando a forma adequada de se utilizar os dados coletados pelas manutenções preventivas e preditivas. Além disto é apresentado nesta seção a aplicação da técnica de manutenção corretiva mencionada na seção 3 e também os impactos que uma manutenção corretiva acarreta em uma indústria.

As considerações e observações decorrentes do trabalho são apresentadas na seção 5, destacando-se os principais aspectos do tema abordado.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Tempo de vida útil do transformador

De acordo com Mamede Filho (2011a), transformador é um equipamento de operação estática que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo, no entanto, mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes.

Sendo o transformador de potência um equipamento de custo elevado, normalmente é construído para uma expectativa de vida útil de 30 anos, que é o tempo de depreciação e que corresponde ao colapso dos isolantes imersos no óleo, normalmente o papel (MAMEDE FILHO, 2011a), segundo Scardazzi (2007), a idade média dos transformadores brasileiros estava em torno de 29 anos, já os transformadores americanos tinham uma idade média de 39 anos.

Como se pode inferir, pelos dados de Scardazzi (2007), a expectativa de vida útil é um indicativo de confiabilidade, e não um valor limite de idade para um transformador, ou seja, um transformador pode ultrapassar a expectativa de vida útil e ainda assim estar funcionando perfeitamente, como visto nos transformadores americanos. Porém para alcançar dado desempenho é necessário alguns cuidados em relação ao equipamento, cuidados estes que se iniciam na sua fabricação, utilizando-se de materiais de excelente qualidade, seguem para o seu correto dimensionamento, tanto em relação ao ambiente onde ele será instalado, quanto em relação a capacidade de potência, tensão e corrente que ele pode fornecer, se adequando assim a curva de carga que lhe será imposta e também é necessário um bom projeto do sistema elétrico de proteção, um bom sistema de refrigeração e principalmente um bom programa de manutenção.

2.2 Tipos de manutenção

A manutenção é o procedimento de se manter um dado equipamento ou sistema em perfeitas condições de funcionamento, desta forma deve-se entender que a manutenção também

busca manter o funcionamento do processo. No caso de um transformador, a manutenção deve garantir ao mínimo que o sistema não fique sem a energia que obtém dele.

Com base no conceito de manutenção, pode-se dividir a manutenção em alguns tipos principais, conforme aponta Kardec e Nascif (1999):

- Manutenção Corretiva não-Planejada;
- Manutenção Corretiva Planejada;
- Manutenção Preventiva;
- Manutenção Preditiva;
- Manutenção Detectiva;

A manutenção corretiva caracteriza-se pela atuação em fato já ocorrido, seja este uma falha ou um desempenho menor do que o esperado. Não há tempo para preparação do serviço (KARDEC e NASCIF, 1999).

A manutenção Corretiva Planejada é a correção do desempenho menor do que o esperado ou da falha, por decisão gerencial, isto é, pela atuação em função de acompanhamento preditivo ou pela decisão de operar até a quebra (KARDEC e NASCIF, 1999).

A manutenção preventiva visa reduzir ou evitar, tanto a falha quanto a queda de desempenho, obedecendo a um plano estratégico previamente elaborado, e baseado em intervalos de tempo definidos (KARDEC e NASCIF, 1999).

A manutenção preditiva visa realizar manutenção somente quando as instalações precisarem dela. Essa manutenção pode incluir monitoramentos contínuos que serviriam de base para uma eventual programação (SLACK; CHAMBERS; JOHNSTON, 2002).

A manutenção detectiva é a atuação feita com sistemas de proteção para detectar falhas ocultas ou não perceptíveis. Os sistemas projetados para atuar automaticamente na iminência de desvios que possam comprometer as máquinas ou a produção (KARDEC e NASCIF, 1999).

2.3 Técnicas de manutenção de transformadores adotadas mundialmente

A manutenção de transformadores, em termos mundiais, é basicamente um misto de preventiva, preditiva e corretiva, embasada, em sua maioria, em tecnologias de ponta, além disso há pesquisas em novas técnicas de manutenção, baseadas principalmente em lógicas de inteligência artificial, tais como *fuzzy* e redes neurais.

O projeto do sistema de proteção é criado, em sua maioria, com softwares de última geração, tais como o *Power Tools For Windows* (PTW), tal projeto é de extrema importância para a manutenção, pois como dito, a principal função da manutenção é garantir que o sistema alimentado pelo transformador não fique sem energia, e o sistema de proteção visa garantir que o tempo que o sistema fique sem energia seja o mínimo possível, já que evita que o transformador se danifique.

O sistema de proteção, além de auxiliar no que foi referido no último parágrafo, ainda entra como manutenção preditiva e detectiva, já que possui elementos digitais, tais como os relés, que permitem a coleta de dados do transformador. Assim, por meio de uma oscilografia é possível prever situações onde é necessário realizar um interferência para o correto funcionamento do dispositivo.

Nessa mesma base, de manutenção preditiva, entram os analisadores de energia, tais como os medidores de grandezas elétricas da Fluke (FLUKE, 2014), que permitem verificar diversas grandezas que afetam o transformador, tal como queda de tensão, corrente e potência.

A análise cromatografica é considerada uma das principais técnicas de manutenção de transformadores, e contribui com a manutenção por dar indicativos dos gases presentes no tanque, esses gases permitem diagnosticar problemas no transformador. Em termos mundiais existem tecnologias que permitem a análise instantânea desses gases e da umidade presente no óleo, por exemplo, a Siemens possui o GAS-Guard (SIEMENS, 2014a), um sistema inteligente que monitora os gases do transformador.

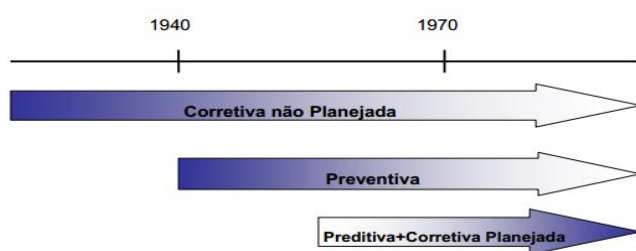
Nesse mesmo caminho, outros dispositivos permitem a análise instantânea da temperatura do óleo e do enrolamento, fator de potência e análise das buchas do transformador, podendo ser citado o BM - Monitor de Bucha Condensivas, TCs e TPs (TREETECH, 2014b), que monitora a bucha em relação ao tangente delta, capacitâncias e correntes de fuga.

Devido ao transformador de potência ser um elemento essencial a vários processos, empresas que possuem maior capital, vem adotando técnicas modernas de monitoramento remoto deste dispositivo, o que consiste em mais um método de manutenção preditiva. Para tanto, existe no mercado dispositivos que usam os sensores para coletar informações sobre o transformador, e passam a analisar esses dados, enviando os para um sistema *online* que pode ser monitorado por profissionais especializados. Como exemplo destes dispositivos, podem ser citados o TEC, Sistema inteligente de monitoramento de transformadores (ABB, 2014) e o SITRAM® MONITORING (SIEMENS, 2014b).

Ainda faz parte da manutenção de um transformador, a análise físico-química do óleo isolante, análises termográficas, que visam procurar pontos com aquecimento anormal e em alguns casos também se opta por análise de vibração para verificar elementos soltos. Além disso, ainda são feitos alguns ensaios, tais como os ensaios de isolação, relação de transformação e resistência ôhmica dos enrolamentos, além de toda a parte da manutenção preventiva convencional, tal como checar nível de óleo, limpeza, estado da sílica gel, estado do aterramento, pontos de oxidação, em suma, a manutenção que cuida da estrutura do transformador.

2.4 Técnicas de manutenção de transformadores presentes em nível nacional

Conforme, Ostermann (2006), a Figura 2.1 ilustra a evolução da manutenção no setor elétrico brasileiro, ainda conforme o autor, a manutenção preventiva, largamente utilizada no setor elétrico a partir das décadas de 1950 e 1960, ainda é bastante utilizada como tipo de manutenção predominante.

Figura 2.1 – Evolução da manutenção no setor elétrico.

Fonte: (OSTERMANN, 2006).

As técnicas de manutenção nacionais não se distanciam muito das mundiais, ficando atrás apenas na questão da tecnologia de alto custo, tais como os sistemas de monitoramento *online*, embora esses sistemas estejam presente nacionalmente, mas na maioria dos casos está atrelado a empresas de alto capital ou empresas que dependem demasiadamente do bom funcionamento do transformador.

Pode ser citado como exemplo, de um sistema de monitoramento *online*, a Furnas de Ibiúna (TREETCH, 2014a) que atrela sensores de última geração que enviam suas informações por meio de uma rede sem fio a um sistema de monitoramento centralizado da empresa. Outro exemplo de aplicação desse tipo de sistema é o de Tucuruí, conforme Severo, Fantin e Alves (2012), a Eletrobrás Eletronorte sempre manteve um rigoroso programa de manutenção preventiva para essas máquinas. Apesar disso, o histórico de falhas em transformadores da primeira casa de força (mais antigos) levou à implantação do sistema de monitoração on-line, buscando detectar os defeitos em fase incipiente e mitigar ainda mais os riscos.

Nesses dois exemplos, tratam-se de duas empresas de alto capital e que tem como principal produto o fornecimento de energia elétrica, logo dependem rigorosamente do transformador. Assim verifica-se que no Brasil a manutenção em nível de monitoramento *online* não é muito utilizada, sendo um tipo de sistema usado em pequenas porções do sistema, e focados em alguns nichos de empresas.

Por fim, quanto ao quesito pesquisas, as empresas brasileiras e instituições de ensinos também estão voltadas ao estudo de dispositivos e técnicas de manutenção, tanto nas áreas de inteligência artificial, quanto na área de eletrônica de alta tecnologia. Como exemplo, pode-se citar as pesquisas da ENERSUL, a qual desenvolveu um dispositivo, que conforme Muniz Filho et al. (2009), é composto de um sistema eletrônico com capacidade de tomada de decisão que está acoplado a um sistema de emissão e recepção de infravermelho, de forma a supervisionar e identificar os principais gases dissolvidos em óleos de transformadores (dióxido de carbono, metano, etileno e propano). Possui ainda memória de massa para armazenamento dos eventos e sistema de comunicação via GPRS/GSM com a central de operação.

3 ASPECTOS CONCEITUAIS DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

3.1 Componentes de um transformador

Para uma manutenção adequada, seja qual for o equipamento, o primeiro requisito é conhecer com detalhes as características e componentes que constituem tal equipamento. Com o transformador não é diferente, as obras de Mamede Filho (2011a), Carvalho (2011), Kosow (1982), Fitzgerald (2006), SENAI SC (2007) e Del Toro (1999), tratam com grande mérito sobre o assunto.

Sem entrar no detalhamento das obras referenciadas, cita-se aqui os principais componentes dos transformadores a óleo:

- Tanque;
- Conservador de líquido isolante;
- Secador de ar;
- Núcleo;
- Líquido isolante;
- Comutador de Tape;
- Placa de identificação;
- Termômetro do óleo;
- Termômetro de imagem térmica;
- Controladores microprocessados de temperatura;
- Indicador de nível de óleo;
- Quadro de comando e controle;
- Válvula de drenagem de amostra de óleo;
- Válvula de alívio de pressão;
- Relé de súbita pressão;

- Dispositivo para absorção de umidade (Sílica gel);
- Ventiladores para ventilação forçada;
- Relé de Buchholz;
- Radiadores;
- Terminais primário e secundário;
- Transformador de corrente (TCs);
- Transformador de potencial (TPs);
- Buchas de isolação.

O transformador a seco tem praticamente todos os mesmos componentes do transformador à óleo, com exceção daqueles inclusos devido a existência de óleo, tal como o termômetro de óleo, o conservador de líquido isolante, o líquido isolante, indicador de nível de óleo, válvula de drenagem de amostra de óleo, entre outros.

3.2 Ensaios de recepção e de recebimento

A manutenção de qualquer equipamento é baseada em dois processos, o instantâneo, onde se determina no momento da manutenção que o equipamento está apresentando algum defeito, o qual é feito por meio de confrontação dos valores, ou características encontradas, com os dados mínimos aceitáveis para dado equipamento.

E a histórica, na qual se tem um histórico de dados do equipamento e se confronta os valores e características, adquiridos na manutenção, com estes. Pode-se ainda levantar curvas que predizem o estado do equipamento e para qual característica ele está “caminhando”. Por exemplo, pelo histórico é possível verificar uma queda proporcional ao tempo dos valores de isolação do transformador, e com isso determinar quando provavelmente tal equipamento estará fora dos padrões aceitáveis para seu funcionamento.

O comissionamento entra para a manutenção por duas vertentes, a primeira se relaciona a verificar o funcionamento adequado do transformador entregue pela fábrica, já que não há como fazer uma correta manutenção se o equipamento já vem com defeitos. Assim, essa

primeira vertente é usada para garantir um equipamento dentro das condições aceitáveis de funcionamento. A outra vertente se enquadra no histórico, o comissionamento fornece os dados iniciais e de referência para o histórico de manutenção, pois os primeiros ensaios dão as características de fábrica (construção) do equipamento.

Os ensaios de recepção, que são feitos na fábrica, não são explorados detalhadamente por esse texto, no entanto, estão bem definidos em Mamede Filho (2011a) e NBR 5356-1 (ABNT, 2010).

Transformadores (2010) fornece os motivos para a realização dos principais ensaios nos transformadores:

- A resistência elétrica dos enrolamentos serve para verificar se não há defeitos nos enrolamentos, contatos e soldas;
- A relação de tensão serve para verificar se não há algum comprometimento dos enrolamentos quanto ao número de espiras;
- A resistência de isolamento serve para verificar a isolação entre enrolamentos e entre estes e terra, com o intuito de atestar que o nível de umidade da parte ativa esteja dentro da faixa aceitável para o pleno funcionamento do transformador;
- O ensaio de polaridade verifica se o sentido dos enrolamentos está correto;
- O ensaio de deslocamento angular e sequência de fase servem para verificar se a conexão dos enrolamentos está em acordo com o diagrama fasorial projetado;
- O ensaio de perdas em vazio e corrente de excitação visa determinar as perdas no ferro e a corrente de magnetização do núcleo;
- O ensaio de perdas em carga e impedância de curto circuito tem o objetivo de determinar as perdas nos enrolamentos e o valor da impedância de curto circuito;
- O ensaio de tensão aplicada serve para verificar se as isolações entre enrolamentos e entre estes e o terra suportam as tensões especificadas de testes de acordo com o nível de isolamento dos enrolamentos;
- O ensaio de tensão induzida objetiva verificar as isolações entre espiras do próprio enrolamento;

Os ensaios de recebimento, costumeiramente chamados de ensaios de comissionamento, são determinados conforme NBR 7036 (ABNT, 1990); estes ensaios são executados dentro da empresa que comprou o transformador, e são feitos após a instalação do equipamento em seu local físico e momentos antes de sua primeira energização dentro da fábrica. É necessário no entanto, caso haja uma grande movimentação do transformador para ser inserido em seu local final, um intervalo para que os componentes químicos do óleo isolante se estabilizem, de modo a não serem encontrados valores inadequado. Tais ensaios são:

- Resistência ôhmica dos enrolamentos;
- Relação de tensão;
- Tensão suportável nominal à frequência industrial durante 1 minuto ao dielétrico, somente para transformadores recebidos com óleo;
- Estanqueidade e resistência à pressão interna somente para transformadores subterrâneos recebidos com óleo;
- No caso dos transformadores recebidos com líquido isolante, é recomendável submeter o liquido isolante aos ensaios previstos em norma, a critério do comprador.

Ainda é comum, no recebimento, injetar uma pequena corrente nos terminais do TC, para assim verificar algum defeito de ligação, antes da energização do transformador, e por consequência, do TC. Isso se deve ao fato de um TC nunca poder ser energizado com seu valor nominal estando com seus terminais em aberto, podendo gerar arcos e até explosão do equipamento, caso isso venha a ocorrer.

Os resultados destes ensaios devem ser comparados aos resultados dos ensaios de recepção, feitos na fábrica, a fim de determinar se o transformador não sofreu algum dando durante o transporte.

Ainda, conforme Mamede Filho (2011a), o transformador deve sofrer uma inspeção visual, no recebimento, abrangendo os seguintes itens:

- Confrontar as características da placa com o pedido de compra;

- Verificar a inexistência de fissuras ou lascas nas buchas e danos externos no tanque ou acessórios;
- Verificar o nível do líquido isolante, e se este está na marcação correta;
- Verificar a exatidão dos instrumentos, através de leituras;
- Examinar se há indícios de corrosão;
- Examinar a marcação correta dos terminais;
- Observar se há vazamentos através das buchas, bujões e soldas;
- Verificar os componentes externos do sistemas de comutação;
- Verificar o estado da embalagem, quando existir.

Os ensaios de comissionamento são os dados que dão início ao histórico do plano de manutenção preditiva e preventiva do equipamento, sendo mais usado no histórico dos transformadores, em geral, apenas os ensaios de relação de transformação, resistência dos enrolamentos e resistência de isolação, devido principalmente ao tempo de execução e custos dos demais ensaios que compõem o comissionamento.

3.3 Relés digitais de proteção (oscilografia)

A proteção do transformador, bem como do sistema que ele alimenta, é de extrema importância para a manutenção, pois é através dela que se pode evitar desligamentos de longas durações, por queimas de equipamentos, como o próprio transformador.

Nesse texto não é abordado os detalhes do sistema de proteção, mas as obras de Caminha (2011), Kindermann (2005a), Kindermann (2005b), Mamede Filho (2011b), tratam com grande mérito sobre este assunto.

No entanto, um elemento deste sistema de proteção é tratado, o relé digital, pois a sua capacidade de oscilografagem é de fundamental importância para uma boa manutenção preventiva e corretiva.

Para se conseguir a leitura de dados do relé e plotar os gráficos de oscilografia, faz-se uso do software da empresa do dispositivo que execute tal atribuição, como por exemplo, o

software DIGSI da empresa Siemens, o qual é instalado em um notebook e levado para o local onde se encontra o relé, em tal local liga-se o relé ao computador por meio de um cabo USB ou RS-485, e faz-se a comunicação entre o relé e o computador, por meio do software é possível coletar os dados de "faltas" e plotar os gráficos.

Inicialmente, alguns termos devem ser comentados, os quais são:

- Corrente de *Pick-up*: É o mínimo valor de corrente que inicia o processo de funcionamento do relé.
- Sinal de *Trip*: É o sinal de comando enviado pelo relé para efetuar uma ação sobre o disjuntor.
- *Dial Time*: É o tempo que o relé deve aguardar para enviar o sinal de *Trip*.

Com estes termos é possível explicar, sem entrar no detalhamento das obras citadas, o funcionamento básico de um relé, e como isso afeta a oscilografia.

O relé é parametrizado com algumas características expostas nas obras citadas, uma vez que o sistema produza um distúrbio (*Pick-up*) que ultrapasse os limites estabelecidos em tal parametrização, o relé é sensibilizado, neste caso é comum ouvir-se o termo "o relé entrou em *Pick-up*". Nesse instante a unidade temporizada do relé, a qual teve seu tempo (*Dial Time*) estabelecido na parametrização, inicia sua contagem, caso o distúrbio permaneça durante essa contagem acima do valor limite estabelecido o relé enviará um sinal (*Trip*) para o disjuntor, para que este seccione o circuito que apresenta problemas. Caso o distúrbio tenha seu valor reduzido a algo inferior aos limites estabelecidos, a contagem se encerra, e o sinal de *Trip* não é enviado ao disjuntor, se o valor do distúrbio novamente ultrapassar os limites estabelecidos, uma nova contagem se iniciará.

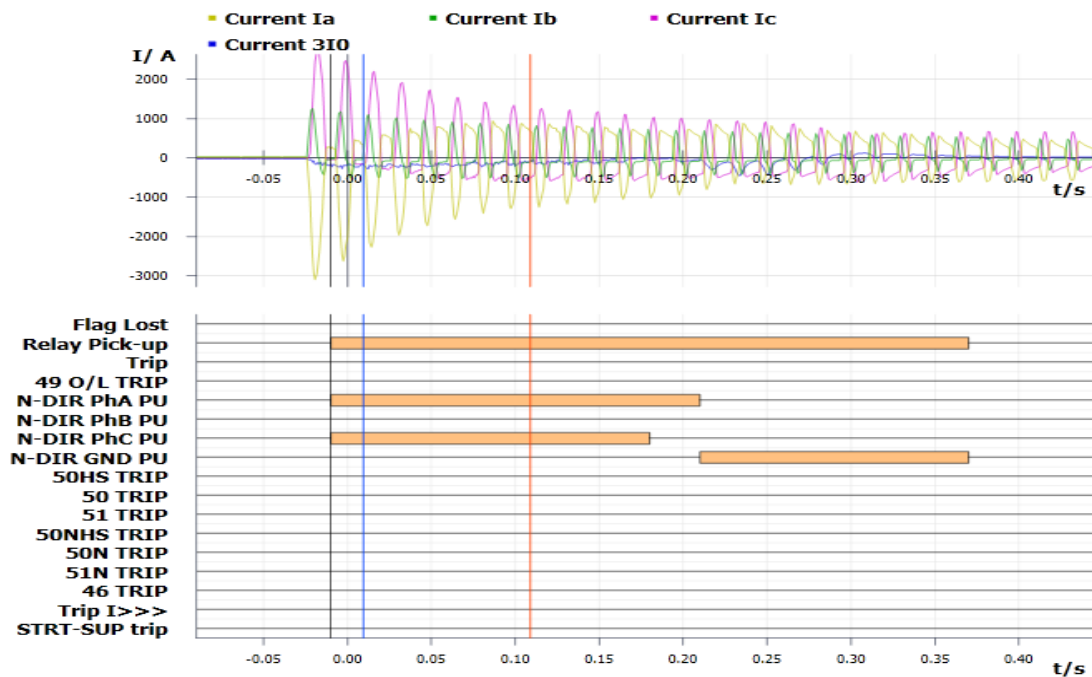
O relé é um circuito microcontrolado que tem a função de interpretar os sinais mencionados e atuar no disjuntor, no entanto, os sinais que ele deve analisar precisam ter seus níveis de corrente diminuído, caso contrário o relé seria danificado. Para tanto é acoplado ao relé um transformador de corrente, comumente chamado de TC, que tem a característica de transformar um dado valor de corrente alternada, que é inserido em seu primário, para uma corrente de menor intensidade, a qual estará disponível no secundário deste. Esta corrente do

secundário do TC é comumente parametrizada em 5 A, de modo que qualquer relé possa trabalhar com ela.

O transformador de corrente é um instrumento que é considerado acessório do transformador de potência, sendo que este fica internamente ao transformador, fornecendo apenas os seus terminais para o relé, ou qualquer outro instrumento que precise de seus dados. Portanto um cuidado especial deve ser tomado, um transformador de corrente não pode ter seus terminais abertos enquanto estiver energizado, devido a sua característica construtiva. Caso isto ocorra, a possibilidade de um arco elétrico surgir entre seus terminais é alta. Sendo assim, deve-se tomar cuidado para não desconectar do relé os cabos que chegam do transformador de corrente, como por exemplo na manutenção corretiva dos relés. Para tal procedimento é necessário que antes seja feito um curto-circuito entre os terminais do transformador de corrente.

A Figura 3.1 mostra uma oscilografia de um relé da Siemens; nela é possível ver como o comportamento de funcionamento do relé se aplica. Pela Figura 3.1 observa-se que houve um "*Pick-up*" de aproximadamente 0.35 s, o que não foi suficiente, devido ao *Dial Time* estabelecido, para fazer com que o relé entrasse em *Trip* (observe que a Siemens tem um campo chamado apenas de *Trip*, tal campo corresponde ao *Trip* geral, ou seja, sendo qual for o motivo do *Trip* esse campo será preenchido, além disso, o relé ainda detalha de que função do relé veio o *Tr*ip, caso nenhum destes campos tenha barras laranjas o *Trip* não foi acionado, ou seja, o disjuntor não recebeu o comando do relé para atuar), observe também que enquanto todos os eventos mostrados abaixo do gráfico por meio de barras laranjas, não cessaram, o *Pick-up* não foi zerado, indicando que o relé está registrando o evento e aguardando o tempo estabelecido pelo *Dial Time* para atuar sobre o disjuntor, ou seja, enviar o comando de *Trip*.

É necessário no entanto, conhecer o processo e o sistema, para se poder deduzir informações a partir da oscilografia, o sistema alimentado pelo transformador em questão, por exemplo, possui fusíveis de proteção, pela Figura 3.1, ainda é possível identificar que não houve queima de fusíveis, já que o sistema continuou trabalhando, uma vez que se verifica que o nível de corrente na oscilografia não ficou zerado em nenhuma fase durante todo o período de oscilografagem.

Figura 3.1 – Exemplo de oscilografia de um transformador de 5 MVA.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Para que a oscilografia seja útil, é necessário ter-se, além de uma correta parametrização do relé, um histórico do comportamento da carga ligada ao transformador, além de um histórico da própria rede, de modo a poder-se comparar os resultados oscilográficos obtidos, ainda é necessário ter-se um bom conhecimento do sistema como um todo, para poder interligar os resultados.

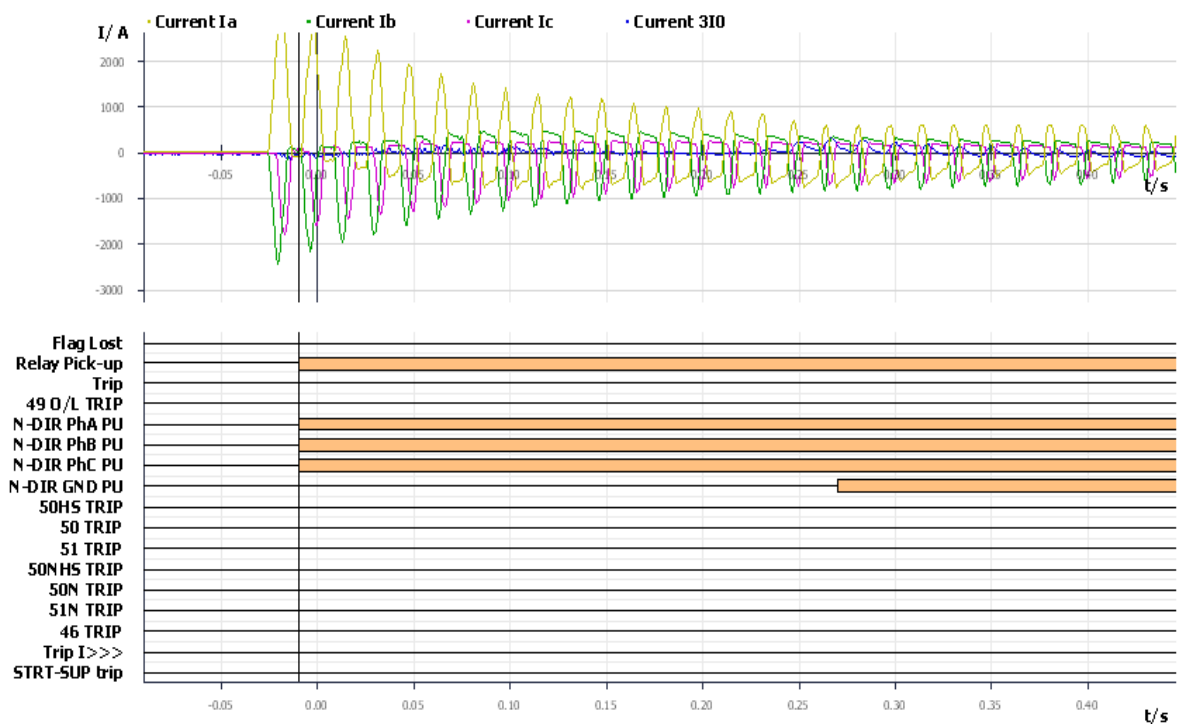
Ainda, por meio da oscilografia, é possível testar as proteções, verificando se elas estão atuando corretamente, tanto em relação ao valor do distúrbio, quanto em relação ao tempo de atuação.

Além disso, ainda é possível, pela oscilografia fornecida pelo relé, determinar características do transformador, como sua curva de "*In Rush*[1]", por exemplo, ou verificar surtos constantes, como curtos-circuitos, sobre o transformador, entre diversas outras

1 A corrente de magnetização, ou corrente de in rush, ocorre durante a energização do transformador, devido a magnetização e a saturação do seu núcleo, sendo sua magnitude determinada pela declividade da característica de magnetização na região saturada; (CASTRO, 2014).

aplicações, de modo assim a conhecer melhor as características do transformador ou evitar que este venha a se danificar por um uso inadequado, como o já citato curto-circuito.

A Figura 3.2 mostra a curva de "*In Rush*" de um transformador, obtida por meio de um oscilografagem, sendo que nesse caso o relé foi parametrizado para conseguir ler e ser sensibilizado pela corrente de magnetização, ou seja, teve seu valor de *Pick-up* e *Dial Time* parametrizados de modo que o relé identificasse a corrente e o disjuntor não desarmasse antes de a registrar, o que pode ser visto por meio das barras laranjas da Figura 3.2, na qual não houve o envio do comando de *Trip* para o disjuntor e houve o acionamento do *Pick-up* do relé, o que é fundamental para que o relé comece a oscilografagem.

Figura 3.2 – Curva de magnetização de um transformador.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Além da oscilografia, os relés da Siemens, geram gráficos fasoriais da corrente de cada fase e da corrente de magnetização, como mostrado na Figura 3.3, onde se observa o fasor das correntes das três fases (I_a, I_b e I_c) e da corrente de magnetização ($3I_0$). Os relés ainda geram gráficos em barras das correntes de harmônicos no sistema, além de fornecer uma tabela com todos os detalhes que compõem a corrente, como mostrado na Figura 3.4, na qual é mostrado

desde o valor eficaz da corrente de cada fase e seu ângulo, até sua componente DC e a porcentagem de harmônicos que compõem a corrente de cada fase.

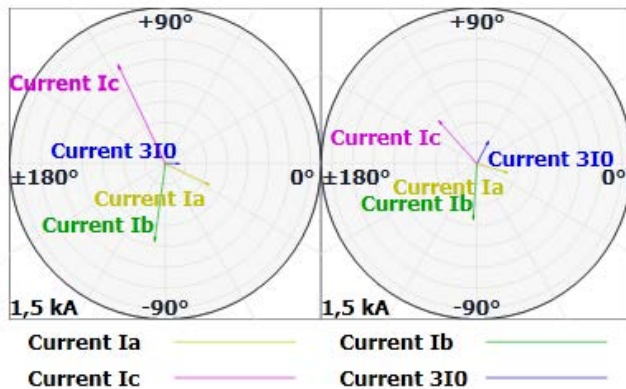
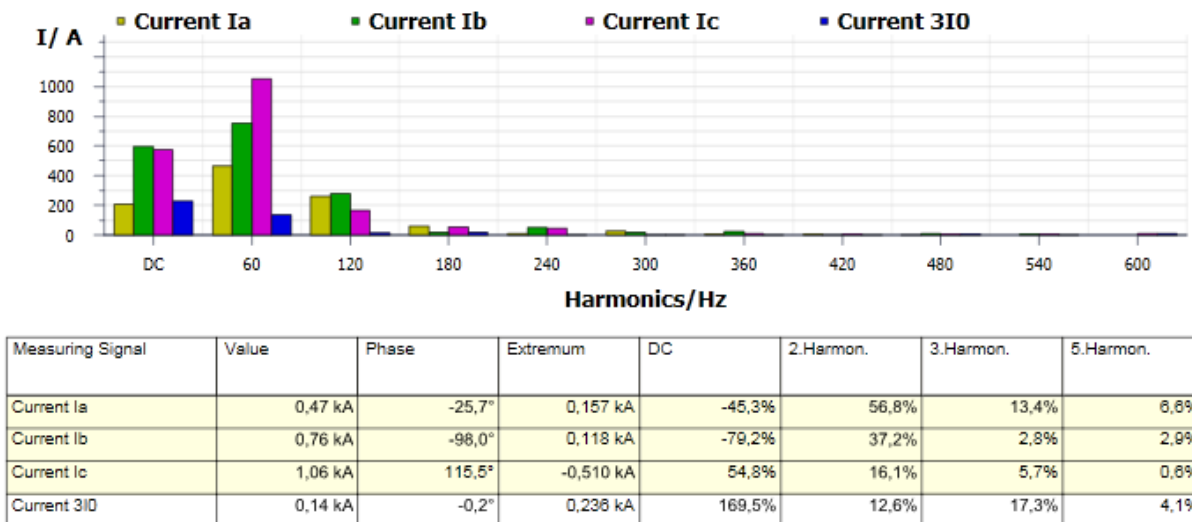
Figura 3.3 – Correntes na forma fasorial.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Figura 3.4 – Gráfico e tabela da composição das correntes.

Measuring Signal	Value	Phase	Extremum	DC	2.Harmon.	3.Harmon.	5.Harmon.
Current Ia	0,47 kA	-25,7°	0,157 kA	-45,3%	56,8%	13,4%	6,6%
Current Ib	0,76 kA	-98,0°	0,118 kA	-79,2%	37,2%	2,8%	2,9%
Current Ic	1,06 kA	115,5°	-0,510 kA	54,8%	16,1%	5,7%	0,6%
Current 3I0	0,14 kA	-0,2°	0,236 kA	169,5%	12,6%	17,3%	4,1%

Fonte: (AUTOR, 2014)

Com os dados apresentados anteriormente, e o conhecimento do sistema alimentado, da rede elétrica, da teoria de máquinas elétricas, sistemas de potência, instalações elétricas e sistema de proteção elétrico, é possível retirar uma variedade de análises e resultados para uma correta manutenção, seja ela preventiva, preditiva ou corretiva.

3.4 Analisador de qualidade de energia

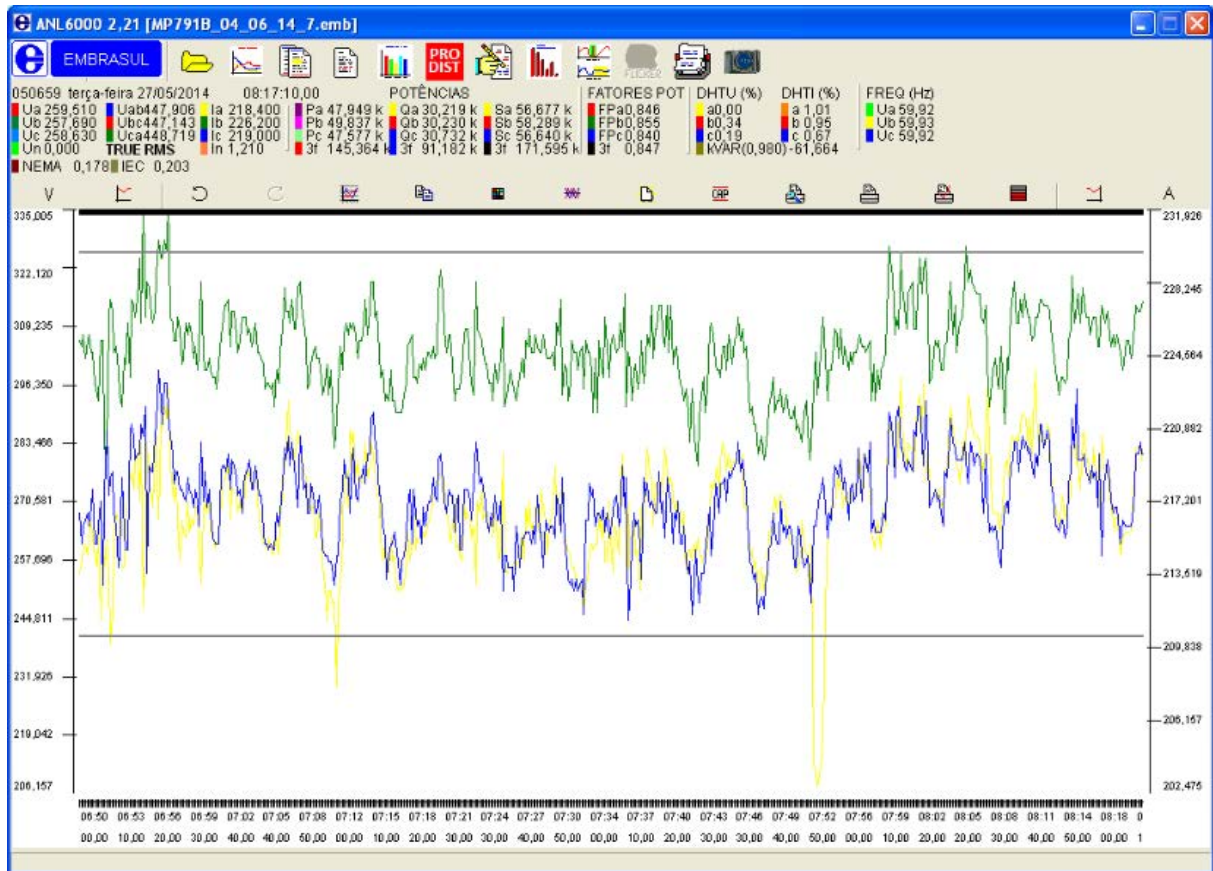
Uma grande limitação da oscilografia obtida por meio do relé é a sua pequena leitura em relação ao tempo, em suma, a grande maioria dos relés possui uma escala de tempo curta, o que impede que ele faça uma oscilografia de longa duração.

Caso seja necessário uma análise por maior tempo, e até mesmo análises que exijam uma leitura sem haver distúrbio no sistema, representado pela corrente de Pick-up, é necessário o uso de um dispositivo eletrônico conhecido como analisador de qualidade de energia, que nada mais é que um sensor, do tipo TC e TP, que coleta leituras elétricas do sistema, de corrente e tensão e plota gráficos com estes dados.

A Figura 3.5 mostra um analisador de qualidade de energia da empresa Embrasul, o RE6000. Nesta figura pode-se observar o analisador em si, juntamente com seus cabos, sendo que os cabos usados para medir corrente são do tipo alicate amperímetro, representados por meio de "argolas" quando o valor a ser medido é de maior intensidade, enquanto que os cabos usados para medir tensão costumam ser do tipo garra de "jacaré". O aparelho mostra em seu display somente os valores instantâneos, como se pode ver na Figura 3.5. No entanto, usando o software do dispositivo e um computador, interligado ao analisador por meio de cabo de rede RJ-45, consegue-se extrair da memória do equipamento os dados coletados e plotar, por meio do software, um gráfico, no qual se pode analisar curvas de tensões, correntes e harmônicos. Na Figura 3.6 é mostrada uma oscilografia montada pelo software do analisador.

Figura 3.5 – Analisador de energia trifásico RE6000 da Embrasul

Fonte:(PREDITIVA, 2014).

Figura 3.6 – Oscilografia obtida através do software ANL6000

Fonte: (AUTOR, 2014)

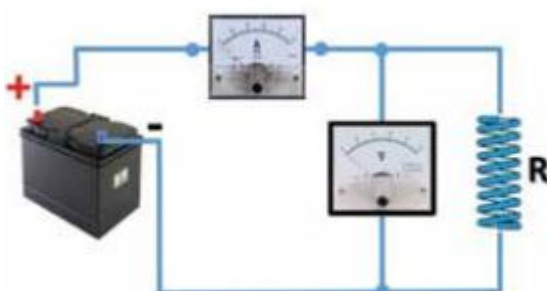
Na Figura 3.6 é possível observar uma oscilografia de correntes de um motor de corrente alternada, que possui *soft-starter*, sendo que a cor verde mostra a corrente da fase “b”, a cor amarela a corrente da fase “a”, a cor azul a corrente da fase “c” e a cor vermelha a corrente de neutro, a qual é inexistente nessa oscilografia, demonstrando que não há corrente circulando no neutro do sistema.

3.5 Ensaio de resistência do enrolamento

Conforme Omicron (2012), o ensaio de resistência do enrolamento fornece um indicativo de que houve uma fabricação apropriada do enrolamento, contatos, soldas e também serve para calcular perdas do condutor, isso quando realizado na fábrica, no campo (manutenção preventiva) o ensaio é feito para avaliar possíveis danos no enrolamento, tais como, curtos-circuitos entre eles ou entre espiras, circuitos abertos e problemas de contato.

O método de medição da resistência de enrolamento pode ser feito de alguns modos, entre eles tem-se o uso do microhmímetro, que se baseia em sua maioria no método da ponte, o método da queda de tensão, que usa voltímetro e amperímetro, e a utilização de maletas "inteligentes" de testes, tal como o CPC100 da empresa Omicron. O modo de atuação desses instrumentos é o mesmo, o qual consiste na injeção de uma corrente continua nos enrolamentos e a medição tanto da corrente sobre os enrolamentos, quanto da tensão sobre estes, obtendo-se assim a resistência dos enrolamentos por meio da lei de ohm, a corrente deve ser continua para que o termo indutivo da impedância dos enrolamentos seja eliminado, e desta forma, consiga-se medir somente a parte resistiva desta impedância.

Conforme Paulino (2014), para o método da queda de tensão usa-se a conexão mostradas na Figura 3.7, sendo usado um amperímetro ligado em série entre a fonte de corrente continua e o paralelo do voltímetro com o enrolamento que se quer medir a resistência.

Figura 3.7 – Método da queda de tensão.

Fonte: (PAULINO, 2014)

Ainda, segundo Paulino (2014), o procedimento para se mensurar a resistência de enrolamento pelo método da queda de tensão parte dos seguintes passos:

- Usando a fonte de corrente contínua variável, o executante deve aplicar uma tensão correspondente a uma corrente medida pelo amperímetro menor que 15% do valor nominal do objeto sob teste, isto é, a corrente que circula pela resistência a ser medida não deve ser superior a 15% de seu valor nominal, e segundo a NBR 5356-1 (ABNT, 2010), se a corrente nominal do enrolamento for inferior a 1 A, deve ser utilizado um método de ponte;

- O tempo de aplicação da corrente de teste não deve ultrapassar 1 minuto;
- As indicações dos instrumentos devem estar estabilizadas para a realização das leituras desses instrumentos;
- As leituras dos valores medidos pelo voltímetro e pelo amperímetro devem ser realizadas simultaneamente;
- Com as leituras dos instrumentos, deve-se calcular a resistência presente entre os terminais a que se conectou os instrumentos, para tanto usa-se a lei de ohm, conforme equação (3.1);

$$R = \frac{\mathrm{U}}{I - \frac{U}{R_V}} \tag{3.1}$$

Sendo:

R: Resistencia ôhmica do enrolamento, em ohms;

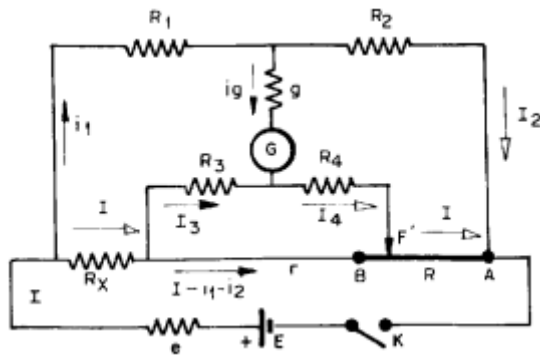
U: leitura do voltímetro, em volts;

I: leitura do amperímetro, em ampères;

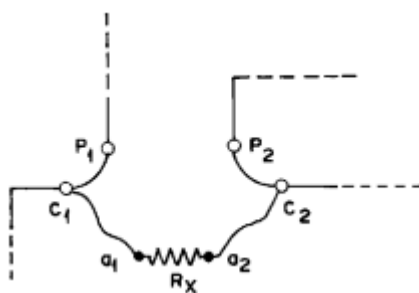
R_V : resistência interna do voltímetro, em ohms.

- Deve-se repetir o ensaio, no mesmo enrolamento, três ou cinco vezes, no entanto, usando valores diferentes de correntes para a fonte variável de corrente continua, com esses ensaios feitos, deve-se obter a média aritmética e desprezar os valores com diferença superior a 1% do valor médio;
- A ligação ou o desligamento da fonte de corrente contínua pode causar sobretensões consideráveis, sendo provável a ocorrência de danos aos instrumentos. Desta forma, sugere-se desconectar o voltímetro antes de qualquer operação e, além disto, curto-circuitar os terminais do amperímetro, desconectando-o logo após.

O microhmímetro encontra a resistência dos enrolamentos utilizando, na maioria dos casos, conforme SENAI SC (2007), a topologia de Kelvin (4 terminais) para evitar erros na medição provocados pelos cabos auxiliares e as suas resistências de contato, a Figura 3.8 ilustra esta ponte.

Figura 3.8 – Ponte de Kelvin.

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

Conforme Almeida (2000), esta ponte, também conhecida por ponte dupla de Thomson, tem seu funcionamento iniciado com o fechamento da chave k, depois desloca-se o cursor F' sobre a resistência R até conseguir-se o equilíbrio, representado quando a corrente I_g é nula, o galvanômetro ainda possui um shunt, o qual é o responsável pela sensibilidade da ponte. Ainda conforme o autor, a medida da resistência do enrolamento, representado por $R_{X,}$ deve ser feito por quatro condutores, como mostrado na Figura 3.9, isso deve ser feito para compensar os valores das resistências dos fios na medição a ser feita.

Figura 3.9 – Conexão a quatro fios.

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

O microhmímetro é um equipamento simples de se operar, apenas sendo necessário ligar as pontas de provas aos terminais dos enrolamentos que se quer analisar, e parametrizar o instrumento conforme seu manual orienta, feito isso, o instrumento já fará sua leitura adequada e fornecerá em seu visor a resistência presente entre terminais ao qual foi ligado, a qual deve-se aguardar ser estabilizada.

Tanto o método da queda de tensão quanto em alguns microhmímetros sem correção de temperatura, faz-se necessário corrigir a resistência de enrolamento encontrada sobre uma determinada temperatura, para uma temperatura de referência, de modo a poder-se comparar o valor medido com os valores de placa e valores de histórico, já que o valor de resistência dos enrolamentos varia com a temperatura, deste modo, para se corrigir a resistência de enrolamento medida sobre uma determinada temperatura para um valor em função da temperatura de referência, conforme aponta Paulino (2014), usa-se a equação (3.2)

$$R_{\theta r} = R_{\theta e} \cdot \left(\frac{234.5 + \theta_r}{234.5 + \theta_e}\right) \tag{3.2}$$

Sendo:

$R_{\theta r}$ = resistência elétrica na temperatura de referência, em ohms;

$R_{\theta e}$ = resistência elétrica na temperatura do ensaio, em ohms;

θ_r = temperatura de referência, em °C;

θ_e = temperatura dos enrolamentos nas condições do ensaio, em °C.

Na equação (3.2), se o enrolamento for de alumínio, deve ser utilizado o valor 225 ao invés de 234.5, o qual é o valor a ser usado para enrolamento de cobre eletrolítico padrão, isto é, com condutividade de 100%, conforme aponta Milasch[2] (1916).

Conforme Paulino (2014), para transformadores, a temperatura de referência é normalmente 75 °C, para máquinas girantes (motores e geradores), a temperatura de referência é normalmente 40 °C.

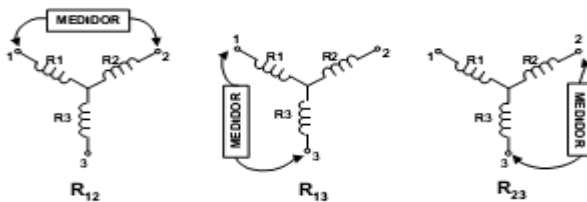
O CPC 100 da OMICRON, é um medidor multifuncional que, entre outras grandezas, consegue realizar a medição da resistência dos enrolamentos, novamente o manual do equipamento explica como utiliza-lo, no visor do dispositivo irá aparecer a corrente inserida nos enrolamentos, a tensão nos terminais, a corrente medida e a resistência calculada, a qual é calculada automaticamente pelo CPC 100, sendo somente necessário aguardar a estabilização

[2] A obra de Milasch (1916) fornece um conteúdo preciso em relação a arquitetura e funcionamento de equipamentos de manutenção, a qual é a base dos dispositivos atuais, sendo assim é resgato por meio desta obra os aspectos funcionais dos equipamentos atuais, permitindo uma didática melhor ao longo do texto.

da resistência, para que essa possa ser usada como a resistência dos enrolamentos, o próprio CPC já irá converter o valor da resistência medida sobre uma dada temperatura para a resistência equivalente para a temperatura de referência.

Até esse ponto foi dito que os instrumentos medirão a resistência presente entre os terminais ao quais foram conectados, com exceção de algumas maletas de testes sofisticadas que questionam o usuário sobre o modo de ligação do transformador sob análise, a ressalva se deve ao fato de que em um transformador trifásico as leituras obtidas não serão os valores de resistência dos enrolamentos, tal valor dependerá do modo de ligação dos enrolamentos, já para um transformador monofásico a leitura de resistência obtida pelo instrumento é a própria resistência de enrolamento do transformador.

Como aponta Almeida (2000), em transformadores trifásicos na conexão estrela sem neutro acessível, a medição dos instrumentos será feita em pares de buchas, o que é mostrado na Figura 3.10, esses pares serão para o primário H_1H_2, H_2H_3, H_3H_1, e para o secundário X_1X_2, X_2X_3, X_3X_1.

Figura 3.10 – Medição para estrela sem neutro acessível.

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

Nesta configuração, as resistências de cada enrolamento serão dadas, conforme Almeida (2000), mediante as equações (3.3), (3.4) e (3.5).

$$R_1 = \frac{1}{2} \cdot (R_{12} + R_{13} - R_{23}) \tag{3.3}$$

$$R_2 = \frac{1}{2} \cdot (R_{23} + R_{12} - R_{13}) \tag{3.4}$$

$$R_3 = \frac{1}{2} \cdot (R_{13} + R_{23} - R_{12}) \tag{3.5}$$

Sendo:

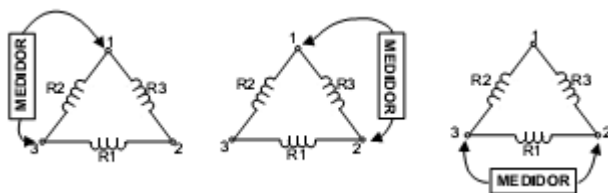
R_1, R_2 e R_3: as resistências, em ohms, dos enrolamentos sob teste, representadas na Figura 3.10;

R_{12}, R_{23} e R_{13}: as resistências, em ohms, medidas por um dos métodos descritos, entre os terminais 1-2, 2-3 e 1-3, respectivamente, representadas na Figura 3.10.

Ainda segundo Almeida (2000), para transformadores conectados em estrela com neutro acessível, faz-se a medição, em geral, entre as buchas de fase e neutro. Entretanto, segundo o autor, esta não é uma boa prática, pois a estrela é fechada praticamente no fundo do tanque e, desta forma, o comprimento do cabo de neutro é grande. Assim, a resistência deste trecho será somada ao enrolamento.

Pelo exposto, conforme Almeida (2000) indica, é melhor que neste caso as medições sejam efetuadas como descritas para o caso da conexão em estrela sem neutro acessível,

Para a conexão em delta, conforme Almeida (2000), a leitura dos instrumentos será feita entre pares de terminais, como mostrado na Figura 3.11, e as resistências dos enrolamentos serão dadas conforme as equações (3.6), (3.7) e (3.8).

Figura 3.11 – Medição para conexão em delta.

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

$$R_1 = \frac{2 \cdot R_{12} \cdot R_{13}}{R_{12} + R_{13} - R_{23}} - \frac{R_{12} + R_{13} - R_{23}}{2} \tag{3.6}$$

$$R_2 = \frac{2 \cdot R_{12} \cdot R_{23}}{R_{12} + R_{23} - R_{13}} - \frac{R_{12} + R_{23} - R_{13}}{2} \tag{3.7}$$

$$R_3 = \frac{2 \cdot R_{23} \cdot R_{13}}{R_{23} + R_{13} - R_{12}} - \frac{R_{23} + R_{13} - R_{12}}{2} \tag{3.8}$$

Sendo:

R_1, R_2 e R_3: as resistências, em ohms, dos enrolamentos sob teste, representadas na Figura 3.11;

R_{12}, R_{23} e R_{13}: as resistências, em ohms, medidas por um dos métodos descritos, entre os terminais 1-2, 2-3 e 1-3, respectivamente, representadas na Figura 3.11.

Ainda conforme Almeida (2000), na conexão zig-zag, deve-se proceder exatamente como no caso da estrela. Observando se, entretanto, que os enrolamento dividem-se em duas partes.

Uma vez encontra os valores para os três enrolamentos, passa-se a analisar o resultado obtido. Inicialmente a análise começa pela diferença entre os enrolamentos, conforme Arcelor (2005), deve-se primeiramente achar a média entre as resistências medidas para cada um dos três enrolamentos, chamando R_1, R_2 e R_3 as resistências encontradas para os três enrolamentos, e R_m a resistência média, tem-se pela equação (3.9) o valor inicialmente requerido.

$$R_m = \frac{R_1 + R_2 + R_3}{3} \tag{3.9}$$

Feito esse cálculo, passa-se a achar o desequilíbrio para cada um dos enrolamentos, o que é feito nas equações (3.10), (3.11) e (3.12), tal desequilíbrio não pode ser superior a 1%, conforme Arcelor (2005).

$$Desequilíbrio\ enrolamento\ 1 = \frac{R_1 - R_m}{R_m} \cdot 100\% \tag{3.10}$$

$$Desequilíbrio\ enrolamento\ 2 = \frac{R_2 - R_m}{R_m} \cdot 100\% \tag{3.11}$$

$$Desequilíbrio\ enrolamento\ 3 = \frac{R_3 - R_m}{R_m} \cdot 100\% \tag{3.12}$$

Além da análise em relação ao desequilíbrio, também é necessário relacionar os valores obtidos de resistência dos enrolamentos com os dados de placa, achando também um desequilíbrio percentual entre o valor obtido no ensaio e os dados de placa, estes devem, segundo Paulino (2014), serem inferiores a 3%, caso o desequilíbrio fique entre 3% e 5%, o ensaio deve ser repetido e o resultado deve ser investigado, mas caso o desequilíbrio percentual seja superior a 5%, haverá uma indicação de defeito ou falha.

3.6 Ensaio de relação de transformação

Na fábrica, a relação de cada derivação do transformador e o grupo vetorial são verificados nos ensaios de fabricação e aceitação. No campo, as medições de relação de transformação é realizada para avaliar possíveis danos ao enrolamento, tais como, curtos-circuitos entre enrolamentos ou espiras.

A relação de transformação pode ser encontrada utilizando-se, principalmente, o método do voltímetro ou o TTR (*Transformer Turn Ratio*), um equipamento criado especialmente para este intuito, neste texto é tratado apenas a análise usando o TTR, devido ao fato do método do voltímetro gerar erros significativos em suas medições, conforme aponta Almeida (2000).

De acordo com a teoria de transformadores, a relação de transformação teórica é definida conforme equação (3.13).

$$K_N = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{3.13}$$

Sendo:

K_N : a relação de transformação teórica;

E_1: a tensão induzida no primário do transformador, em volts;

E_2: a tensão induzida no secundário do transformador, em volts;

N_1:o número de espiras do primário;

N_2: o número de espiras do secundário.

No entanto, quando se faz na prática o cálculo da relação de transformação, o que se usa é a tensão no primário e secundário do transformador, a qual estabelece uma relação de transformação de tensão conforme indicado na equação (3.14), que conforme Almeida (2000), para transformadores monofásicos bem projetados é aproximadamente igual ao valor da relação de transformação teórica (K_N), ou também chamada, de relação de espiras, já para transformadores trifásicos, devido ao tipo de conexão, os valores nem sempre são aproximadamente iguais.

$$K = \frac{V_1}{V_2} \tag{3.14}$$

Sendo:

K é a relação de transformação real;

V_1 é a tensão medida no primário do transformador, em volts;

V_2 é a tensão medida no secundário do transformador, em volts.

A Figura 3.12 mostra um TTR monofásico analógico, já a Figura 3.13 mostra, através de um desenho esquemático, suas partes principais, há também TTR digitais, tanto monofásicos quanto trifásicos. Para efeito didático, visando facilitar o entendimento, recorrer-se-á à uma estrutura clássica de TTR, conforme aponta Milasch (1916), o TTR analógico é composto por

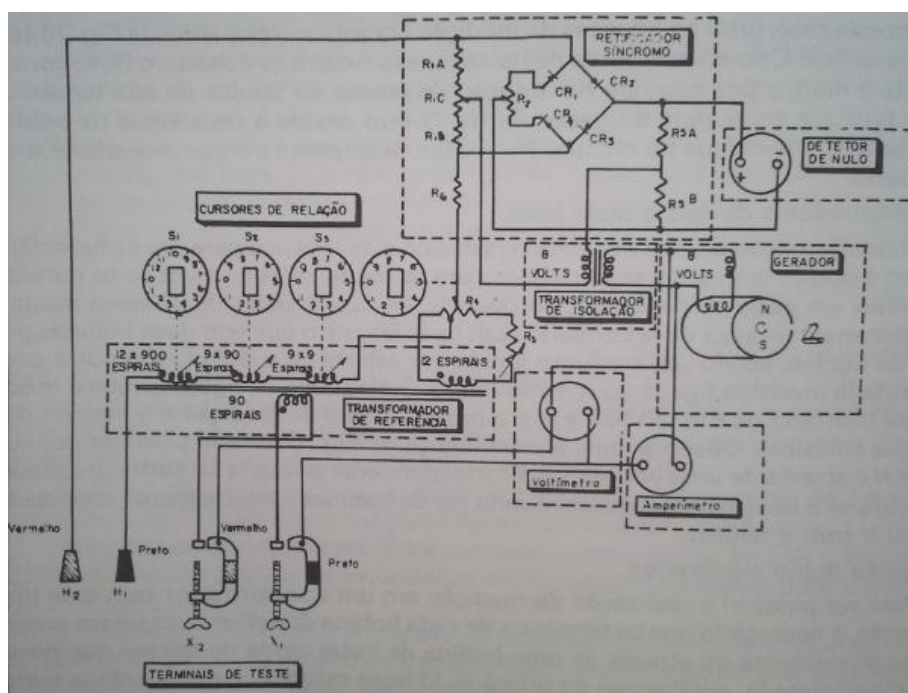
um gerador de corrente alternada, do tipo imã permanente, que tem tensão em torno de 8 V, 60 Hz e possui operação manual através de uma manivela, ainda possui um transformador de referência com derivações, sendo que o número de espiras entre derivações é exato e a corrente de magnetização é de valor desprezível quando excitado com 8 V, há ainda, conforme mostra a Figura 3.13, três chaves seletoras de derivações do transformador de referência. A primeira chave, S1, permite variar a relação do transformador de referência de dez em dez degraus. O mostrador dos TTR analógicos, em sua maioria, tem 12 divisões, e portanto, a relação de espiras do transformador de referência pode ser variada de 0 a 120.

Ainda segundo Milasch (1916), a chave S2 da Figura 3.13, permite uma variação de um em um degrau, e o mostrador dessa chave pode variar de 0 a 10. A chave S3 permite uma variação de degraus de 0,1, neste caso o mostrador é graduado de 0 a 1.

Por fim, Milasch (1916) indica que o quarto botão da Figura 3.13 é de um potenciômetro, cujo mostrador é graduado de 0 a 100, este permite uma variação da relação do transformador de referência continuamente de 0 a 0,1. Há ainda uma marca de OPEN no mostrador do potenciômetro, de acordo com o autor, ela corresponde a uma parte aberta do potenciômetro, e serve para abrir o circuito do secundário, para fins de testes. O ponto decimal, conforme Milasch (1916), é representado por um rebite colocado entre o segundo e o terceiro mostrador, assim para uma indicação do primeiro mostrador igual a 11, do segundo igual a 7, do terceiro igual a 3 e do quarto como 42 e ½, tem-se uma leitura de 117,3425 para a relação de transformação.

Figura 3.12 – TTR analógico.

Fonte: (KRETZER, 2014)

Figura 3.13 – Elementos componentes de um TTR analógico.

Fonte: (MILASCH, 1916)

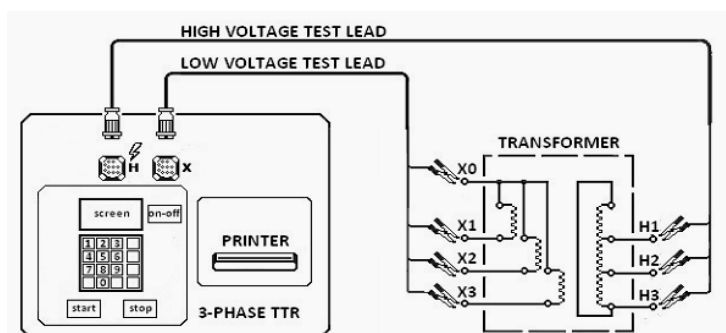
Conforme Almeida (2000), o TTR tem quatro terminais, sendo que dois desses terminais são usados para o enrolamento de tensão inferior, e os outros dois terminais são usados para o enrolamento de tensão superior, conforme Milasch (1916), existe ainda no TTR analógico um detector de zero, que indica a magnitude e a corrente que percorre o secundário do transformador de referência, sendo que o ponteiro se desvia para a esquerda quando a relação do transformador em teste é maior que a indicada no TTR, por fim, o voltímetro e amperímetro da Figura 3.13 indicam a tensão e corrente de excitação, respectivamente, do gerador.

A limitação do TTR analógico é o valor máximo da relação de espiras que se pode medir, que na maioria dos casos é 130, conforme aponta Milasch (1916), para contornar esse problema, o método recomendável é conectar o enrolamento primário de um transformador auxiliar, igual ao transformador de referência de TTR, em paralelo ao enrolamento primário que é excitado, do transformador em teste. Ainda deve-se conectar o secundário do transformador auxiliar em série com o enrolamento secundário de alta tensão do transformador em teste. Se a relação do transformador auxiliar for 200, a relação medida é igual a 200 somado com a leitura dos mostradores do TTR, portanto, com o auxílio do transformador auxiliar, podem ser medidas relações de espiras de valor até 330.

No caso dos TTR digitais, isso é desnecessário, já que a maioria consegue medir esse valor de relação, e o seu funcionamento é totalmente automático, não necessitando de calibração, seleção de escalas ou uso de manivela, como ocorre com o TTR analógico.

Um cuidado que se deve tomar quando se usa o TTR monofásico, seja ele analógico ou digital, é o modo de ligação e interpretação dos resultados obtidos, pois para transformadores trifásicos, a ligação correta é imprescindível para se obter resultados satisfatórios, assim como a interpretação dos dados depende do conhecimento de que para algumas determinadas ligações a relação de tensão é diferente da relação de espiras.

Quando se trata de um TTR trifásico, a conexão é feita em todas as fases, como mostra a Figura 3.14, e neste caso não é necessário o mesmo cuidado com as ligações que se tem no caso monofásico, bastando ler o manual do equipamento para compreender os resultados exibidos pelo equipamento e saber que a ponta de neutro somente deve ser usada quando a configuração do transformador apresentar neutro.

Figura 3.14 – Esquemático de ligação TTR trifásico.

Fonte: (CSANYI, 2014)

Com os resultados dos testes, usa-se a NBR 5356 (ABNT, 2010), a qual define as tolerâncias aceitáveis, para analisá-los.

Segundo Milasch (1916), quando não se consegue obter equilíbrio, pode ocorrer as seguintes possibilidades:

- Ter uma corrente de excitação elevada e uma tensão baixa do gerador, as quais indicam curto-circuito em um dos enrolamentos. Se o bobinado for feito em seções, deve-se testar duas por vez, do primário e do secundário, até encontrar, por eliminação, a seção defeituosa;

- Tem-se a corrente e tensão de excitação normais, mas não há desvio do ponteiro do galvanômetro detector de zero, isso indica que o circuito de um dos enrolamentos do transformador deve estar aberto. Para testar o enrolamento de baixa tensão com o TTR, desconectam-se os condutores H_1 e H_2, coloca-se uma lâmina isolante entre o terminal do enrolamento e a parte do conector do TTR do tipo C da Figura 3.13, oposta ao parafuso, e aciona-se a manivela observando o amperímetro, se não houver corrente o enrolamento está aberto, se a corrente for normal, o enrolamento não está interrompido;
- Se a corrente de excitação do enrolamento de baixa tensão é de valor elevado ou se sua tensão nominal é de baixo valor, pode não ser possível obter o equilíbrio com sua energização, nesse caso, energizar o enrolamento de alta tensão para a medição, e inverter a relação obtida, a qual será menor que 1.

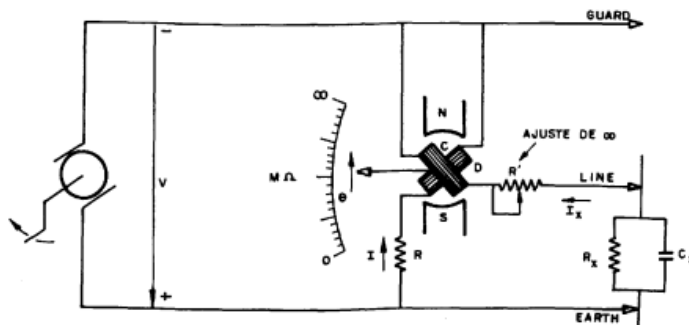
3.7 Ensaio de resistência de isolação

Conforme Almeida (2000), a resistência de isolamento representa a medida da dificuldade que um material isolante oferece à passagem de corrente. Ainda segundo o autor, os seus valores se alteram com a umidade e com a sujeira, sendo, portanto, uma boa indicação da deterioração dos transformadores provocada por estas causas.

O instrumento utilizado para fazer tal ensaio é o megôhmetro, ou também conhecido por megger, disponível em várias configurações, tais como analógicas com manivela, ou motorizado, o qual não possui mais manivela, e digitais, sendo no entanto, o princípio básico de funcionamento o mesmo, Almeida (2000), através da Figura 3.15, indica esse processo, de acordo com ele o equipamento é constituído de uma fonte de tensão e um galvanômetro de bobinas cruzadas, representado pela letra D na Figura 3.15, sendo que ainda nessa figura há uma bobina representada pela letra C, a qual é ligada à fonte através da resistência de ajuste R’ e da resistência desconhecida R_x.

Segundo Almeida (2000), como as bobinas C e D produzem conjugados diferentes, o repouso do indicador, para qualquer valor de R_x, apenas será conseguido quando estes conjugados forem iguais e opostos. Nestas condições uma variação na tensão da fonte DC afeta as duas bobinas C e D igualmente, não provocando assim desvio do indicador e nem alteração na leitura da resistência. Logo, conforme o autor, a leitura da resistência no instrumento com

bobinas cruzadas é obtida diretamente através do quociente das correntes I e I_X, ou seja, a indicação do indicador é proporcional à razão I/I_X.

Figura 3.15 – Esquemático de um Megôhmetro

Fonte: (Almeida, 2000).

Um megôhmetro comercial apresenta comumente três terminais, dois terminais para excitação, comumente vermelho e preto, representados na Figura 3.15 pelos nomes "Line" e Earth", e um terminal guarda, na figura representado por "Guard", que conforme palavras de Almeida (2000), sua função é desviar do galvanômetro de bobinas cruzadas, as correntes que percorrem outras resistências, as quais estejam intrinsecamente ligadas com a resistência que se deseja medir.

Conforme aponta Almeida (2000), com os resultados do teste do ensaio de resistência de isolamento, pode-se realizar as seguintes analises:

- Prova rápida da resistência de isolamento, nesse caso o ensaio dura 1 minuto;
- Índice de absorção e polarização, os quais tratam da variação da resistência de isolação com o tempo de aplicação da tensão;
- Prova das duas tensões, a qual é uma prova voltada para detecção de umidade.

3.8 Termografia

De acordo com Milasch (1916), um corpo quando aquecido a uma temperatura maior que zero absoluto (-273 °C), emite radiações entre as quais existem as não visíveis a olhos nus, uma destas é a radiação infravermelha, que tem uma frequência menor que as radiações vermelhas visíveis.

Os dispositivos termográficos baseiam-se na análise dessa radiação infravermelha emitida pelos corpos, conforme Milasch (1916), a quantidade de energia da radiação é proporcional a temperatura do corpo que a emite, medindo-se essa energia obtém-se a correspondente temperatura do objeto.

Conforme aponta Saber Eletrônica (2014), no caso de instalações e equipamentos elétricos, a inspeção termográfica visa a identificação e avaliação daqueles componentes com temperaturas de funcionamento significativamente superiores às temperaturas especificadas pelos fabricantes. A elevação anormal das temperaturas de funcionamento de alguns componentes elétricos se deve, principalmente, a um aumento de resistência ôhmica provocado por oxidação, corrosão, falta de contato em conexões e acoplamentos, ou pelo subdimensionamento de condutores e/ou componentes (sobrecarga). Isto faz com que os componentes sobreaquecidos (defeituosos) destaquem-se, na imagem térmica, como "pontos quentes", pois encontram-se numa temperatura que, além de superior à temperatura ambiente, situa-se também acima daquela esperada para componentes idênticos em boas condições de funcionamento.

É importante ressaltar, que além da análise dos elementos sobreaquecidos, ou seja, com temperatura acima daquela normal para sua operação, é essencial analisar os elementos que possuem temperatura abaixo daquela considerada a mínima adequada para seu trabalho, pois muitas vezes são estes os causadores de defeitos. Uma temperatura abaixo da temperatura ideal de trabalho indica que o elemento não está sendo percorrido pela corrente especificada pelo fabricante, podendo até mesmo, em casos extremos, não estar sendo percorrido por corrente alguma, tendo no entanto, uma temperatura acima da temperatura ambiente, mas inferior a temperatura normal de trabalho, caracterizando-o como um ponto frio. O elemento pode vir a ter uma temperatura acima da ambiente, como mencionado, devido a transmissão de calor de elementos energizados ao seu redor. Um exemplo deste caso é um cabo solto ou rompido, que

passa a não ser percorrido por corrente, ocasionando um desbalanceamento de corrente no circuito, levando a danificação deste.

O dispositivo usado para fazer a análise termográfica é o termovisor, que de acordo com Saber Eletrônica (2014), é um equipamento projetado para fazer leitura da energia irradiada no espectro infravermelho, estes equipamentos fazem a medida da temperatura da superfície, não podendo medir a temperatura no interior dos objetos. A Figura 3.16 ilustra um termovisor.

Figura 3.16 – Termovisor.

Fonte: (SOUZA; SILVA; SILVA, 2014)

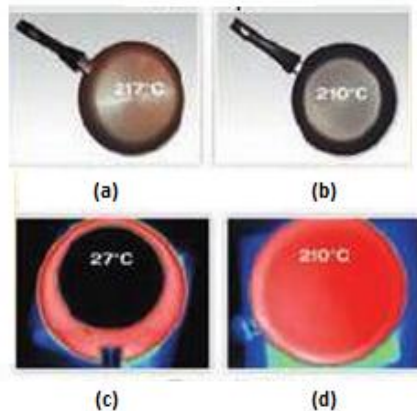
Alguns cuidados em relação a medição devem ser tomados, para não se obter dados falsos, entre eles destaca-se a reflexão e a emissividade, além da *distance-to-spot-size ratio*, que será explicado ao longo do texto.

Como aponta Saber Eletrônica (2014), os valores obtidos resultam não apenas do calor irradiado pelo corpo, mas também do calor refletido por outros objetos, exatamente como uma imagem visível é refletida em um espelho. Assim, uma máquina que receba a luz solar sobre si, e tenha uma estrutura reflexiva, irá proporcionar uma leitura incorreta de sua temperatura, já que o termovisor irá captar tanto a energia refletida pela estrutura da máquina quanto a energia térmica dissipada pela máquina. No entanto, como indicado por Saber Eletrônica (2014), alguns dispositivos possuem uma ferramenta para a compensação de temperatura refletida (RTC), a qual permite ajustar o nível de irradiação refletida que será captada, melhorando assim a qualidade da imagem capturada.

A emissividade relaciona a energia infravermelha emitida por um objeto qualquer com a energia emitida por um corpo negro, tal grandeza pode variar de 0 até 1, conforme explana

Saber Eletrônica (2014), zero será equivalente a um espelho perfeito, que simplesmente não emite nenhuma energia, apenas reflete toda a energia externa que incide sobre ele e o valor um representa um objeto completamente preto e fosco, que não reflete nada e emite toda a energia infravermelha que será captada pelo instrumento.

Caso a emissividade não seja levada em conta, a termografia pode apresentar valores errôneos, como aponta Saber Eletrônica (2014), onde se faz um experimento com uma panela de alumínio escovado, a qual possui emissividade próxima a zero, e uma panela de ferro fundido, com emissividade próxima a um, nesse experimento as panelas são esquentadas, e uma termografia é feita, devido a não correção da emissividade, verifica-se que a leitura sobre a panela de alumínio escovado fica próximo a temperatura ambiente, 27 °C, sendo que sua temperatura real é de 217 °C, enquanto a panela de ferro fundido tem sua temperatura corretamente registrada pelo termovisor, obtendo-se 210 °C tanto na temperatura real quanto na termografia. A Figura 3.17 mostra os resultados dos experimentos discutidos neste parágrafo.

Figura 3.17 – Efeito da emissividade na termografia: (a) panela de alumínio escovado esquentada a 217°C; (b) panela de ferro fundido esquentada a 210°C; (c) termografia da panela de alumínio, apresentando 27°C; (d) termografia da panela de ferro fundido, apresentado 210°C

Fonte: (SABER ELETRÔNICA, 2014).

Para evitar o erro devido a emissividade é necessário corrigir o índice de emissividade do termovisor, para tanto é necessário conhecer este parâmetro do elemento a ser analisado, ou utilizar tabelas de emissividade para isto, conforme Romiotto (2014), existem três métodos a serem usados para determiná-la, sendo que ela ainda pode variar tanto com a geometria do

objeto analisado, quanto com o ângulo usado para focar o elemento analisado, esses três métodos são descritos por Romiotto (2014), como segue:

- Determinar a temperatura atual do objeto usando um sensor como um RTD – Dispositivo de Resistência da Temperatura, termopar ou outro método apropriado. A seguir, usar o seu sensor portátil, no caso o termovisor, para medir a temperatura do objeto e ajustar a emissividade até que o sensor exiba a temperatura atual medida pelo instrumento do passo anterior. Esta é a emissividade correta para o material medido.
- Para objetos com temperaturas relativamente baixas, até 260 ºC (500 ºF), colocar um pedaço de fita isolante no objeto. Certifique-se de que a fita é larga o suficiente para cobrir o diâmetro do spot de medição. Não deixe que o spot ultrapasse a extremidade da fita. A seguir, medir a temperatura da fita usando uma emissividade de 0,95. Finalmente, medir uma área adjacente ao objeto e ajuste a emissividade até obter a mesma temperatura. Esta é a emissividade correta para o material medido.
- Se uma parte da superfície do objeto puder ser pintada, usar tinta preta. A seguir, medir a área pintada usando uma emissividade de 0,93. Finalmente, medir a área adjacente ao objeto e ajustar a emissividade até obter a mesma temperatura. Esta é a emissividade correta para o material medido.

A "*distance-to-spot-size ratio*" ou "D *to* S", conforme aponta Saber Eletrônica (2014), é uma relação entre a distância do objeto e a qualidade da imagem obtida, por exemplo, uma relação "D *to* S" de 75 para 1, significa que objetos localizados a 75 metros de distância poderão resultar em imagens com 1 metro quadrado para cada pixel. Se for necessário ver detalhes em áreas menores do que 1 metro quadrado, deve-se aproximar o termovisor do objeto e fazer uma nova medição, caso contrário, valores errôneos serão apresentados.

Feitas as considerações aqui mencionadas, ajustando e usando ângulos de visada, perpendiculares quando a emissividade for menor que 0.9, e nunca ultrapassando 30°, medições corretas serão obtidas.

Os valores de temperatura corretos a serem encontrados para cada elemento devem ser aqueles especificados pelo fabricante, ou aqueles que se sabe ser o adequado para o funcionamento do aparelho, por exemplo, em um motor elétrico, embora a temperatura de

alguns elementos possa ser alta, se a temperatura do lubrificante ultrapassar o seu valor de fulgor, o sistema entrará em colapso, o mesmo serve para o transformador e o liquido isolante.

Conforme Milasch (1916) e CONTEC (1998), as indicações para a realização da inspeção termográfica são:

- A carga no circuito deve ser próxima da nominal, sendo necessário no mínimo 50% da carga nominal;
- As inspeções podem ser executadas a qualquer hora do dia, no entanto, as feitas a noite oferecem a vantagem de se evitar a reflexão solar;
- Recomenda-se que a inspeção seja no mínimo semestral, podendo ser reduzido tal intervalo de acordo com a necessidade ou criticidade do aparelho;
- Não se deve efetuar inspeção através de vidros ou anteparos;
- Evitar posicionar o aparelho nas proximidades de equipamentos elétricos que operam com frequências elevadas, de modo a prevenir interferências;
- Efetuar correções de carga quando necessário;
- Efetuar correção da velocidade do vento, quando necessário;
- Em equipamentos que não estavam operando antes da termografia, aguardar 2 horas para estabilidade da temperatura.

Segundo CONTEC (1998), as leituras obtidas devem ser corrigidas, de acordo com a velocidade do vento e fator de carga, para tanto é fornecida a Tabela 3.1, que indica o fator de correção da velocidade do vento (FCVV) e a Tabela 3.2, que indica o fator de correção de carga.

Tabela 3.1 – Fator de Correção de Velocidade do Vento (FCVV)

Velocidade do vento (m/s)	até 1	2	3	4	5	6	7
FCVV	1,00	1,37	1,64	1,86	2,06	2,23	2,39

Fonte: (CONTEC, 1998)

Notas:

- A velocidade do vento nas condições de ensaio deve ser conhecida;
- O FCVV é válido para velocidades do vento iguais ou inferiores a 7 m/s. Acima da velocidade de 7 m/s não é recomendada a execução do ensaio

Tabela 3.2 – Fator de Correção de Carga (FCC)

Carga	100%	95%	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%
FCC	1,00	1,11	1,23	1,38	1,56	1,77	2,00	2,37	2,78	3,30	4,00

Fonte: (CONTEC, 1998)

Nota: Os valores do fator de correção de carga são válidos para cargas iguais ou superiores a 50% da carga nominal.

Uma vez encontrados os parâmetros acima, é possível encontrar o valor da temperatura final corrigida, TFC, conforme aponta CONTEC (1998), esse valor é obtido através da equação (3.15)

$$\text{TFC} = \Delta TC + T_a \tag{3.15}$$

Sendo:

TFC = Temperatura final corrigida, em °C;

ΔTC = Elevação de temperatura corrigida, em °C;

T_a = Temperatura ambiente, em °C.

Sendo que o valor da elevação de temperatura corrigida, ΔTC, é encontrado, conforme CONTEC (1998), por meio da equação (3.16):

$$\Delta TC = (T_m - T_a) \cdot FCC \cdot FCVV \tag{3.16}$$

Sendo:

ΔTC = Elevação de temperatura corrigida para a carga nominal, em °C;

T_m = Temperatura medida, em °C;

T_a = Temperatura ambiente, em °C;

FCC = Fator de correção de carga;

FCVV = Fator de correção da velocidade do vento.

A elevação máxima de temperatura admissível, conforme CONTEC (1998), é obtida usando-se a equação (3.17)

$$\Delta T_{max} = T_{max} - T_a \tag{3.17}$$

Sendo:

ΔT_{max} = Elevação máxima de temperatura admissível, em °C;

T_{max} = Temperatura máxima admissível para o componente, dada pelo fabricante;

T_a = Temperatura ambiente, em °C;

Para analisar o estado do componente, pode-se usar tanto a temperatura final corrigida, TFC e o valor especificado, quanto a temperatura máxima admissível para o componente, T_{max}, como também o fator de elevação de temperatura, FET, estabelecido na equação (3.18), conforme aponta CONTEC (1998), além de se usar a Tabela 3.3, também de autoria dela.

$$FET = \frac{\Delta TC}{\Delta T_{max}} \tag{3.18}$$

Tabela 3.3 – Analise do resultado da termografia

Fator de elevação de temperatura (FET)	**Classificação Térmica**	**Providência**
0,9 ou mais	Severamente aquecido	Manutenção imediata.
0,6 a 0,9	Muito aquecido	Manutenção programada
0,3 a 0,6	Aquecido	Manter em observação.
Até 0,3	Normal	Normal

Fonte: (CONTEC, 1998)

Conforme Milasch (1916), admite-se que há problema na chave de comutação do comutador de derivações em carga de um transformador, quando a diferença entre a temperatura da superfície do tanque do transformador e a da superfície do tanque da chave de comutação for maior que 1 °C, quando essa diferença de temperatura for maior de 3 °C a 4° C, o problema é considerado grave.

Ainda segundo Milasch (1916), sempre que for verificada uma elevação de temperatura de cerca de 2 °C ou maior, entre uma região qualquer de uma bucha e o restante de seu corpo, é importante testa-la, ou seja, fazer os testes de fator de potência e capacitância. A elevação localizada de temperatura na bucha indica uma provável falha em evolução.

Com uma termografia no radiador do transformador, de acordo com Milasch (1916), pode-se ainda identificar uma obstrução na tubulação entre ele e o tanque, já que neste caso uma das seções do radiador ficará mais fria que as demais.

3.9 Análise cromatográfica e físico-química

O transformador a óleo, assim como aponta Milasch (1916), é constituído de uma isolação sólida, representada na maioria das vezes por uma base celulósica, e por uma isolação liquida, a qual costuma ser óleo mineral isolante. Um sistema elétrico tem sua vida útil ligada exatamente a sua isolação, devido a importância desse elemento, usa-se na manutenção as técnicas de análise físico-química do óleo isolante e cromatográfica para os gases dissolvidos neste meio isolante.

Conforme Milasch (1916), os testes realizados no óleo são o exame visual, cor, densidade, rigidez dielétrica, sedimento, fator de potência, número de neutralização, tensão interfacial, umidade e análise cromatográfica dos gases.

A classificação da cor do óleo é feita por meio de uma escala numerada, sendo que, segundo Almeida (2000), qualquer óleo mineral com o envelhecimento irá perder sua coloração líquida e adquirindo uma tonalidade mais escura para posteriormente apresentar uma cor marrom bem escura.

A norma ASTM-D-1500 e a MB-351, estabelecem a escala de cores mencionadas, a Tabela 3.4, extraída de Almeida (2000), demonstra tal escala, sendo que o valor adequado, de acordo com NBR 7036 (ABNT, 1990), deve ser menor ou igual a 5.

Tabela 3.4 – Escala de cores.

Número da Cor	Cor Padrão
1	Lírio
1,5	Creme Claro
2	Amarelo pálido
2,5	Cidra pálido extra
3	Cidra pálido
3,5	Laranja pálido extra
4	Laranja pálido
4,5	Vermelho descorado
5	Vermelho claro
6	Vermelho escuro
7	Vinho
8	Marrom

Fonte: (Almeida, 2000)

Segundo Milasch (1916), a análise das cores é feita usando um comparador de cores, no qual as cores padrões são representadas por placas de vidro dispostas em um disco rotativo, a amostra é colocada em um tubo no comparador, sendo que após isso o disco de cores é girado até que as cores do óleo e da escala coincidam-se, por fim, quando isto ocorrer, o número da cor do disco será o da cor do óleo, se a cor do óleo for intermediária de duas cores do disco, o resultado será também intermediário e estimado por interpolação. A Figura 3.18 mostra um comparador de cores.

Figura 3.18 – Comparador de cores.

Fonte: (LOVIBOND, 2014)

De acordo com Milasch (1916), se o óleo se apresentar turvo, com uma rigidez dielétrica boa, uma tensão interfacial baixa e uma acidez elevada, tem-se a indicação que o aspecto turvo poderá ser devido a produtos de oxidação do óleo em suspensão.

O exame visual, conforme aponta Milasch (1916), procura analisar partículas em suspensão, para tanto é usado o método da luz refletida (efeito Tyndall), no qual um feixe de luz é lançado sobre a amostra, em um ambiente escuro, se existirem partículas em suspensão, elas refletirão a luz tornando-se visíveis, havendo partículas, essas devem ser analisadas, segundo o autor o método usado pode ser o ASTM (D-1698) 64/78, nesse método pode se encontrar tanto sedimento inorgânico, que nesse caso geralmente indica algum tipo de contaminação do óleo, quanto orgânico, que de acordo com o autor, pode indicar tanto deterioração do óleo como contaminação, essas partículas ainda podem ser borra solúvel, a qual indica deterioração do óleo, presença de contaminantes ou ambos, e é um aviso de que a formação de sedimento pode ser iminente.

A densidade, segundo Milasch (1916), pode ser determinada pelo método do densímetro, isto é, o método ABNT/IBP MP-104, correspondente ao método ASTM (D-1298) 80, de acordo com Almeida (2000), a densidade não é um parâmetro para medir a qualidade de um óleo isolante, porém serve para que se determine sua adequação à aplicações específicas, tais como em climas frios que pode ocorrer a formação de gelo que ficará flutuando no óleo podendo gerar disrupturas e também, conforme Lorencini (2014), é utilizado para identificar o tipo de óleo (parafínico ou naftênico).

A rigidez dielétrica, conforme Milasch (1916), tem importância como medida da habilidade do liquido em resistir a tensão elétrica sem falhar, o teste é indicado para evidenciar presença de agentes contaminantes, como água, sujeira, fibras celulósicas úmidas ou partículas condutoras no liquido, podendo um ou mais estarem presentes em concentração significativa quando as tensões de ruptura forem baixas. Os métodos mais usados para analisar a rigidez, segundo Almeida (2000), são o ASTM-D877, VDE 370 e o ASTM (D-1816), esses métodos variam em relação ao procedimento e tipo de eletrodos, mas o princípio continua o mesmo, ou seja, coloca-se eletrodos em uma cuba com o óleo, esses eletrodos são afastados por uma pequena distância, a depender da norma, por fim, aplica-se uma tensão crescente no tempo, quando o óleo isolante sofrer uma ruptura elétrica, será encontrado o valor da rigidez dielétrica. A Figura 3.19 mostra um aparelho que realiza tal teste.

Figura 3.19 – Medidor de rigidez dielétrica

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

A acidez (número ou índice de neutralização), conforme Almeida (2000), mede a quantidade de ácidos minerais existentes no óleo, formados por oxidação e que são responsáveis diretos pela formação de borra, ainda segundo o autor, a presença de ácidos nos óleos isolantes é indesejada pois se trata de substância com atividade química relativamente elevada. A sua presença pode provocar o ataque dos diversos materiais usados nos transformadores (em particular, os metais) e, como consequência, haverá uma diminuição das características dielétrica do óleo, assim como a isolação celulósica, que conforme Milasch (1916), tem sua deterioração acelerada.

De acordo com Almeida (2000), a Tabela 3.5 fornece uma indicação do que fazer no transformador quando se tem o número de neutralização do óleo como base.

Tabela 3.5 – Atuação em relação ao número de neutralização do óleo

Índice de neutralização	**Interpretação**	**Observação**
Até 0,05	Novo	Óleo novo, sem uso
De 0,05 até 0,25	Bom	Óleo usado. Tratamento desnecessário
De 0,25 a 0,40	Duvidoso	Improvável formação de lama. Tratar ou trocar. Desnecessário lavar núcleo com jato de óleo.
De 0,40 a 0,7	Precário	Início de formação de lama. Tratar ou trocar. Lavar todos os componentes com jato de óleo
Acima de 0,7	Perigoso	Formação franca de lama. Trocar. Indispensável lavagem de todos os componentes com jato de óleo. Verificar isolamento sólido do transformador, pode haver possíveis danos.

Fonte: (ALMEIDA, 2000)

Conforme Milasch (1916), o método ASTM (D-974) 80 é um método mais exato para determinar o número de neutralização do óleo, no entanto, o método ASTM (D-1534) 78 é um método que pode ser realizado em campo.

O método ASTM (D-1534) que pode ser usado em campo, consiste em usar um tubo graduado de 50 ml, onde, depois de ser enxaguado com álcool, e inserido 20 ml de óleo a ser ensaiado, é inserido 2 gotas de solução indicadora de fenolftaleína, a qual é feita por meio de uma dissolução de 10 gramas de fenolftaleína em 100 ml de álcool etílico. Após feito esse procedimento, deve-se adicionar um pequeno volume de solução titulada de KOH, e tampar o tubo e agita-lo, terminada essa etapa, deve-se deixar que se separem o óleo e a solução titulada, e observar a cor da camada sobrenadante, é necessário que esta camada fique na cor rosa, caso contrário, deve-se adicionar mais solução titulada e agitar novamente, até que se obtenha tal cor (MILASCH, 1916).

O número total de neutralização é igual ao produto de 0,1 pelo volume de solução titulada de KOH gasto, em mililitro, sendo que assim a unidade do número de neutralização será (mgKOH/g óleo), sendo que este cálculo é baseado em uma densidade do óleo igual a 0.88 (MILASCH, 1916).

Conforme Lorencini (2014a), na superfície de separação entre o óleo e a água, forma-se uma força de atração entre moléculas dos dois líquidos que é chamada de tensão interfacial, a qual segundo Milasch (1916) é medida em dina/cm ou milinewton/metro.

Segundo Milasch (1916), os produtos de deterioração do óleo e os contaminantes polares solúveis provenientes da decomposição da isolação sólida e dos corpos com os quais o óleo entra em contrato, provocam o abaixamento da TIF do óleo, segundo o autor, os métodos para a medição do TIF são a ABNT IBP-320, que corresponde ao ASTM (D-971) 50/77, e a ASTM (D-2285) 60/78, o primeiro baseia-se no uso de um tensiômetro para mediar a força necessária para arrancar uma anel plano de platina da interface água-óleo, enquanto que o segundo método baseia-se na medição do volume de uma gota de água no interior da massa de óleo, sendo que a tensão interfacial é tanto maior quanto maior for a gota de agua que o óleo suportar.

Em relação a umidade, o método comumente usado é o de Karl Fischer, que de acordo com Milasch (1916), consiste na oxidação do dióxido de enxofre pelo iodo em presença de água.

A análise dos resultados dos teses físico-químicos aqui apresentados pode ser feita consultando a NBR 7036 (ABNT, 1990).

A cromatrografia gasosa tem por objetivo analisar os gases liberados no óleo do transformador, os quais podem indicar alguns defeitos no sistema, tal como eletrólise, óleo superaquecido e descargas parciais, o procedimento de amostragem do óleo, métodos de extração do gás do óleo, dispositivos utilizados e método de análise, são descritos em NBR 7070 (ABNT, 2006), sendo que o princípio de funcionamento consiste em utilizar algum método de extração do gás do óleo, como o método de Torricelli, e o enviar para um cromatografo, que tem por função separar e analisar os gases presentes na amostra, já o procedimento para interpretação dos resultados da cromatografia dos gases é estabelecido por meio da NBR 7274 (ABNT, 2012), o qual se baseia no gás chave que desencadeia tal efeito no transformador.

De acordo com Lorencini (2014b), os gases chaves e seus respectivos problemas característicos são:

- Acetileno (C_2H_2): Arco;
- Etileno (C_2H_4): Óleo Superaquecido;
- Hidrogênio (H_2): Eletrólise;
- Monóxido de Carbono (CO): Celulose superaquecida;
- Dióxido de Carbono (CO_2): Celulose superaquecida;
- Hidrogênio (H_2): Descargas Corona no óleo;
- Metano (CH_4): Descargas Corona no óleo;
- Hidrogênio (H_2): Descargas Corona no papel;
- Dióxido de Carbono (CO_2): Descargas Corona no papel.

Ainda segundo Lorecini (2014b), alguns dos gases encontrados no interior dos equipamentos devem ser eliminados caso o seu volume esteja elevado, é o caso do oxigênio, já que sua presença acelera o envelhecimento do óleo. Em outros casos, como do acetileno, deve-se analisar em sua origem onde está ocorrendo a formação e sua taxa de crescimento.

3.10 Plano de manutenção

O plano de manutenção de um transformador deve incluir tanto elementos de manutenção preventiva quanto de manutenção preditiva. Neste tópico é indicado um plano de manutenção para transformadores com líquido isolante, caso o transformador em questão seja a seco, apenas as instruções que se relacionam ao líquido isolante deve ser desconsideradas, sendo adotadas as demais.

3.10.1 Segurança do trabalho

O primeiro aspecto a se considerar em uma manutenção, seja ela qual for, é a segurança, no caso de uma manutenção em transformadores o procedimento de segurança para a execução da atividade é:

- Verificar se está com todas as ferramentas necessárias para a atividade;
- Usar roupa ATPV 4, luvas, óculos, botas, capuz;
- Executar o desligamento do disjuntor do cubículo do transformador;
- Verificar se não há tensão na saída do disjuntor;
- Verificar com detector de tensão e barra, se não há tensão no barramento superior;
- Extrair o disjuntor, aterrar o cubículo e verificar os leds de sinalização;
- Executar bloqueio, travamento e sinalização do disjuntor/cubículo.

3.10.2 Buchas

Em relação as buchas, de acordo com NBR 7037 (ABNT, 1993)[3] e Milasch (1916), deve-se realizar os procedimentos preventivos listados a seguir:

---

[3] De acordo com Abnt Catálogo (2014) a norma NBR 7037:1993 foi cancelada, no entanto, devido a qualidade dos procedimentos de manutenção preventiva descritos nesta obra, adotou-se ela como referência neste texto para os métodos de manutenção preventiva de transformadores a óleo.

- Semestralmente verificar se há vazamentos, existindo, reparar o defeito, já que pode entrar umidade na bucha pelo local do vazamento;
- Semestralmente verificar nível de óleo isolante, em relação a referência, se estiver baixo e não se encontrar vazamentos externos, esses podem ser interiores ao tanque do transformador, um abaixamento gradual do nível de óleo indica que a bucha deve ser substituída;
- Trienalmente verificar se há trincas, partes quebradas (inclusive no visor do óleo) e pontos brancos;
- Trienalmente verificar a fixação da bucha;
- Verificar as condições das gaxetas, as quais são submetidas a aquecimento e atacadas pela ozona produzida por corona, que causa sua deterioração;
- Trienalmente verificar as condições e alinhamento dos centelhadores;
- Trienalmente verificar conectores, cabos e barramentos.
- Verificar as condições da tampa do compartimento de derivação da bucha, o fechamento inadequado redunda na penetração de água, o compartimento deve ter óleo isolante ou petrolato até o nível especificado pelo fabricante;
- Nos transformadores com colchão de gás, o nível de óleo deve ser verificado para constatar se a extremidade inferior da bucha está mergulhada no óleo até a altura mínima recomendada pelo fabricante;
- Verificar as condições da massa que une a porcelana às partes metálicas da bucha;
- Limpar a bucha e os isoladores, com pano seco.

Também deve ser realizado o teste de fator de potência e capacitância nas buchas, esses no entanto podem ter uma periodicidade superior a um ano, de acordo com recomendações do fabricante.

3.10.3 Tanque e radiadores

Conforme aponta NBR 7037 (ABNT, 1993), a manutenção adequada para o tanque e radiadores do transformador é:

- Semestralmente verificar vibrações anormais no tanque e nas aletas dos radiadores;
- Semestralmente verificar vazamentos de óleo na tampa, radiadores, comutador de derivações, registros e nos bujões de drenagem;
- Semestralmente verificar o estado da pintura, anotando os eventuais pontos de oxidação;
- Semestralmente verificar os indicadores de pressão (para transformadores selados);
- Trienalmente verificar todas as conexões de aterramento (tanque, neutro, etc.);
- Semestralmente verificar as bases do transformador, quanto a nivelamento e trincas;
- Semestralmente verificar posição das válvulas dos radiadores.

É importante ressaltar que é aconselhável o desligamento imediato do equipamento caso haja ruídos internos anormais e vazamentos intensos de óleo.

Ainda é aconselhável realizar testes simulados dos alarmes de segurança e anotar o nível de óleo isolante.

3.10.4 Conservador de óleo

Segundo NBR 7037 (ABNT, 1993), uma manutenção adequada para o conservador é:

- Semestralmente verificar vazamentos;
- Trienalmente verificar se os registros entre o conservador e o tanque estão totalmente abertos, e se não há vazamentos neles;

- Trienalmente verificar a fixação do conservador;
- Semestralmente verificar o nível de óleo isolante, em relação a referência.

3.10.5 Termômetro de óleo e/ou imagens térmicas

Em relação ao termômetro de óleo, os seguintes procedimentos devem ser realizados, conforme aponta NBR 7037 (ABNT, 1993).

- Semestralmente anotar a leitura do termômetro;
- Trienalmente verificar estado dos tubos capilares do termômetro;
- Semestralmente verificar pintura e oxidação;
- Trienalmente verificar nível de óleo do poço do termômetro, em relação a referência;
- Trienalmente realizar calibração e aferição;
- Semestralmente verificar funcionamento dos indicadores de temperatura;

Também faz-se necessário realizar testes simulados dos alarmes de segurança, quanto a temperatura.

3.10.6 Para-raios

Para os para-raios de transformadores, ao menos é necessário cumprir os seguintes procedimentos:

- Verificar as conexões quanto a mau contato e reapertar somente se necessário;
- Verificar terminais quanto a quebra, oxidação, carbonização e temperatura;
- Efetuar limpeza nos barramentos e isoladores com pano seco;

- Limpar os isoladores com pano úmido;
- Megar o para-raio;
- Medir e anotar a corrente de fuga dos para raios;

3.10.7 Ventilação forçada

Conforme aponta NBR 7037 (ABNT, 1993), em relação a ventilação forçada, devem ser executados os seguintes procedimentos:

- Semestralmente tirar os ventiladores do modo automático, caso estejam, e liga-los e desliga-los no modo manual, verificando seu acionamento.
- Semestralmente verificar o estado das pás e grades de proteção do ventilador, para isso, desliga-los.
- Semestralmente verificar vibrações, proteção a intemperes e ruídos anormais;
- Semestralmente verificar a pintura quanto a oxidações;
- Semestralmente verificar fixação e circuito de alimentação dos ventiladores.

3.10.8 Secador de ar

Em relação ao secador de ar, é necessário realizar ao menos os seguintes procedimento, como aponta NBR 7037 (ABNT, 1993):

- Semestralmente verificar o estado de conservação;
- Semestralmente verificar e anotar o nível de óleo da cuba;
- Semestralmente verificar o estado das juntas e vedação;
- Semestralmente verificar condições da sílica-gel, e se necessário, substitui-la;

A sílica-gel é um elemento higroscópico, que possui uma determinada cor quando em perfeitas condições, essa cor no entanto é alterada com o uso, e por meio dessa nova cor pode-se chegar a uma conclusão da necessidade de trocar a sílica.

3.10.9 Relés

Em um transformador tem-se o uso de diversos relés que visam a proteção do sistema, tais como o Relé de gás tipo Buchholz, relé de pressão e relé de fluxo de óleo e gás.

De acordo com a NBR 7037 (ABNT, 1993), os procedimentos a seguir devem ser realizados em uma manutenção adequada:

- Semestralmente verificar se há vazamentos de óleo nos relés (pressão subita e Relé de gás tipo Buchholz);
- Semestralmente verificar a presença de gás no visor do relé de gás tipo Buchholz;
- Trienalmente limpar o visor do relé;
- Semestralmente verificar juntas;
- Trienalmente verificar fiação e contatores;

Também é recomendado realizar o teste de trip e alarme, caso o relé possua o botão de teste, além de verificar a condição dos indicadores de pressão (relé de pressão subita).

De acordo com Milasch (1916), ainda é importante testar o relé Buchholz semestralmente, sendo esses testes bem detalhados nesta obra.

3.10.10 Dispositivos de alivio de pressão

Conforme a NBR 7037 (ABNT, 1993), deve-se executar os seguintes procedimentos:

- Se o dispositivo for do tipo tubular, trienalmente deve-se verificar suas membranas;

- Se o dispositivo for do tipo válvula, trienalmente deve-se verificar o funcionamento do microrruptor.

3.10.11 Sistema de circulação de óleo

A NBR 7037 (ABNT, 1993) estabelece que esse sistema deve passar ao menos pelas seguintes analises:

- Verificar semestralmente a bomba de circulação de óleo, quanto a aquecimento, ruídos anormais, vibrações anormais e vazamentos;
- Verificar semestralmente os circuitos de controle, comando e alimentação;
- Verificar semestralmente o indicador de fluxo;
- Verificar semestralmente os pressostatos.

3.10.12 Comutador de derivações

Segundo NBR 7037 (ABNT, 1993), os procedimentos a serem realizados no comutador são:

- Trienalmente, com o transformador desenergizado e o comutador sem tensão, deve-se verificar o estado do comutador e as condições de seu funcionamento;
- Semestralmente, com ele energizado, verificar o nível de óleo do comutador;
- Semestralmente, podendo ele estar energizado, verificar as condições da caixa de acionamento motorizado, em relação a limpeza, juntas de vedação, acumulo de umidade, trincos, maçanetas, nível de aquecimento da caixa;
- Semestralmente, com o comutador energizado, verificar o motor e o circuito de alimentação, tomando os devidos cuidados que se deve ter em ambiente energizado;
- Semestralmente, podendo o comutador estar energizado, inspecionar a fiação.

No entanto, ainda é necessário seguir as recomendações de manutenção do fabricante, por exemplo, para comutadores da antiga marca União, usado nos transformadores TUSA, que ainda existem em diversas empresas, Milasch (1916), indica que as recomendações que são acrescentadas a norma são:

- A cada dois anos trocar a carga de sílica-gel do secador de ar;
- Bienalmente verificar eventuais falhas de estanqueidade e áreas de corrosão no cabeçote do comutador, flange da tampa, membrana, parafuso de aeração e tubulação;
- De dois em dois anos, caso o comutador opere menos de 3000 vezes por ano, ou ainda, se ele não operar em toda a faixa de posições do seletor, deve-se fazer o comutador passar cerca de dez vezes por toda a faixa de posições, com a finalidade de executar uma limpeza nos contatos do seletor. Observando no entanto que este procedimento precisa que o transformador esteja desenergizado.
- Em relação ao mecanismo de acionamento motorizado, ainda é recomendado limpar o respiro de aeração da caixa, conferir o comando passo a passo local e a distância, conferir a operação dos fins de curso elétricos e mecânicos, aperto dos parafusos de fixação da caixa, que podem afrouxar com a vibração, e conferir os contatos do indicador de posição.

3.10.13 Caixa de terminais da fiação de controle e proteção

A NBR 7037 (ABNT, 1993) estabelece que devem ser executados os seguintes procedimentos:

- Semestralmente, verificar o estado da fiação, a limpeza e os blocos terminais;
- Semestralmente, verificar juntas de vedação, trincos e maçanetas;
- Semestralmente, verificar resistor de aquecimento e iluminação interna;
- Semestralmente verificar a caixa quanto a corrosão, fixação e orifícios para aeração;
- Trienalmente, verificar contatores, fusíveis, relés e chaves;
- Trienalmente verificar a isolação da fiação;

- Trienalmente, verificar o aterramento dos secundário dos transformadores de corrente;
- Trienalmente verificar o estado da régua de bornes e identificação da fiação e componentes.

3.10.14 Ligações externas

A NBR 7037 (ABNT, 1993) estabelece os seguintes procedimentos:

- Trienalmente verificar o estado do aterramento;
- Semestralmente verificar o estado dos circuitos de alimentação externos.

3.10.15 Preditiva

Os ensaios mínimos indicados são o ensaio de relação de transformação, resistência ôhmica dos enrolamentos e resistência de isolamento, os quais devem ser feitos ao menos anualmente, já que devem ser feitos com o transformador desenergizado, o que exige do planejador um aumento na periodicidade de tais ensaios.

Tal fato pode ser contornado pelos outros três métodos preditivos que devem ser feitos semestralmente, que são a termografia, análise cromatrográfica dos gases do isolante e analise físico-química do isolante.

Ainda, como método preditivo, deve-se coletar e analisar, com no mínimo uma periodicidade mensal, a oscilografia dos relés do transformador.

3.11 Corretiva emergencial planejada

Embora a manutenção previna em muitos casos um problema grave no transformador, algumas vezes ele ocorre, e para este caso uma manutenção corretiva emergencial é necessária, neste caso no entanto, deve-se sempre ter em mente, no momento da instalação do

transformador, qual corretiva seria a melhor opção, em suma, cria-se assim uma corretiva emergencial planejada.

Essa corretiva dependerá de cada caso, por exemplo, pode-se usar um transformador substituto para alimentar o sistema por um dado período, enquanto se providencia o reparo do transformador danificado, neste caso é necessário manter um transformador reserva que atenda a grande maioria das cargas instaladas, lembrando-se também que um transformador, conforme aponta Mamede Filho (2011a), pode trabalhar em sobrecarga, no entanto isso acarreta um aumento de temperatura, o que gera uma diminuição em sua expectativa de vida útil, a obra citada demonstra como realizar o cálculo de previsão desta vida útil, a qual deve ser levada em consideração na hora de realizar essa operação, assim como a possibilidade de se aumentar a ventilação sobre o transformador, usando, por exemplo, ventiladores.

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Introdução

O transformador que foi analisado alimenta uma máquina de uma indústria metalúrgica, mais precisamente um motor de corrente contínua, que é utilizado em um laminador a quente de chapas de alumínio, sendo que para tanto é utilizado um retificador composto por SCR entre o transformador e o motor, de modo a se obter a corrente contínua que o motor necessita.

A empresa que detém o equipamento, que foi usado no estudo de caso, desenvolve a manutenção, nas suas principais modalidades, ou seja, preventiva, preditiva e corretiva. Em relação aos transformadores, a manutenção preventiva é executada conforme apresentado nesse trabalho, assim como a vertente preditiva, com exceção da relação de transformação e resistência dos enrolamentos, a qual não é realizada, por fim, a manutenção corretiva é do tipo planejada, ou seja, há elementos de substituição para eventuais problemas emergenciais, existindo até mesmo transformadores reservas.

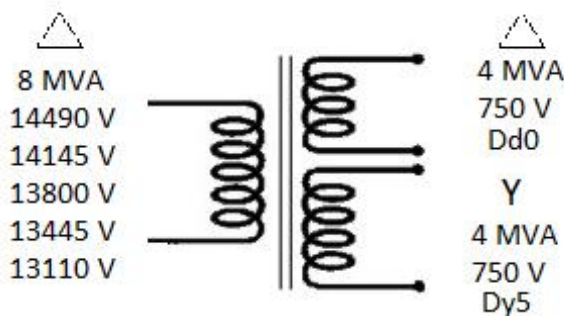
4.2 Transformador analisado

O transformador em estudo tem as seguintes características de construção, extraídas de sua placa de dados:

- Fabricante Siemens;
- Transformador a óleo, do tipo naftênico;
- Trifásico, com frequência de operação de 60 Hz;
- Possui dois secundários, com ligações Dd0 e Dy5;
- Potência nominal de 8 MVA, possuindo 4 MVA para cada secundário;
- Refrigeração ONAN, com elevação máxima de temperatura de 65°C;
- Tensão: 14490/14145/13800/13455/13110:750 V;
- A corrente nominal, para 13800/750 V é 334,7 A para o AT e 3079,2 A para cada um dos terminais de BT;

- Ano: 1998;
- Construído sobre a norma NBR 5356/1993.

A Figura 4.1 mostra um resumo das características do transformador em estudo e sua estrutura física.

Figura 4.1 – Transformador Siemens de 8 MVA

Fonte: (AUTOR, 2014)

4.3 Plano de manutenção do transformador

O transformador em estudo, possui programas de manutenção preventivos e preditivos, no entanto, para tal transformador o procedimento de manutenção é diferente do apresentado na seção três, não abordando todos os procedimentos preditivos e periodicidade estabelecidos.

Em relação a manutenção preventiva, neste equipamento a periodicidade dos procedimentos não segue o estabelecido pelo plano de manutenção apresentado neste texto, devido ao fato do transformador ser um dos alimentadores da principal máquina da fábrica de laminados, o laminador a quente, o qual é uma máquina única e que possui fluxo de processo linear, necessitando do funcionamento contínuo de todos os elementos que a compõe, além

disso ele é a máquina central da laminação, sendo necessário a passagem do material por esta máquina para que se chegue ao produto final.

Devido ao fato do equipamento em estudo estar ligado a esta máquina primordial ao funcionamento do processo, o número reduzido de funcionários de manutenção e o tempo de desativação do laminador a quente para a manutenção do transformador, o plano de manutenção preventivo, descrito na seção três, foi abordado completamente, no entanto, em uma periodicidade anual, na qual é possível parar a máquina para fazer a manutenção de tal equipamento. Essa periodicidade foi necessária, para garantir a manutenção de todos os equipamentos elétricos de alta tensão do laminador a quente, já que este possui vários transformadores de potência, disjuntores, cubículos, motores e uma subestação com diversos elementos que o afetam, tal como os bancos de capacitores, que quando em manutenção geram distúrbios no controle do driver de retificação do motor de laminação. Assim, embora o laminador a quente tenha semanalmente uma parada programada para manutenção, o número de equipamentos, mão de obra e tempo de manutenção, exige que a periodicidade da manutenção preventiva seja alterada.

Dos ensaios da manutenção preditiva, descritos neste texto, apenas o ensaio de resistência de isolamento é realizado, devido à falta de equipamento adequado para a realização dos ensaios de relação de transformação e resistência ôhmica dos enrolamentos. Ainda assim, tal ensaio é realizado na periodicidade anual, devido a necessidade do transformador estar desenergizado, para que esse ensaio possa ser realizados.

Para contornar a defasagem da periodicidade estabelecida na NBR 7037 (ABNT, 1993); é realizado semestralmente a análise físico-química do líquido isolante, a termografia e a análise cromatográfica dos gases dispersos no liquido isolante, além disso, é realizada semanalmente a coleta e análise das oscilografias dos relés primário e secundário deste transformador, possibilitando assim, com os dados destes métodos preditivos, diagnosticar possíveis problemas no equipamento, sem no entanto, ter que intervir preventivamente.

Assim, conclui-se que o plano de manutenção do transformador está focado em elementos preditivos que permitem a redução da manutenção preventiva no transformador, o que é o fundamento básico da manutenção preditiva, ou seja, reduzir o intervencionismo no equipamento.

4.4 Resultados da manutenção do transformador

A manutenção preventiva é realizada conforme o procedimento estabelecido pela NBR 7037 (ABNT, 1993) e o descrito na seção 3, sendo que nessa manutenção não se obteve desvios significativos em relação aos resultados que deveriam ser encontrados nessa manutenção.

A análise físico-química é realizada pela empresa Teclab, (TECLAB, 2014a), sendo que para o transformador em estudo os resultados ficaram em acordo com os dados limites estabelecidos pela norma NBR 7036 (ABNT, 1990). A Tabela 4.1 demonstra o histórico para o transformador em estudo.

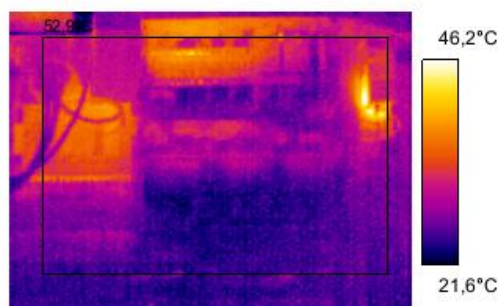
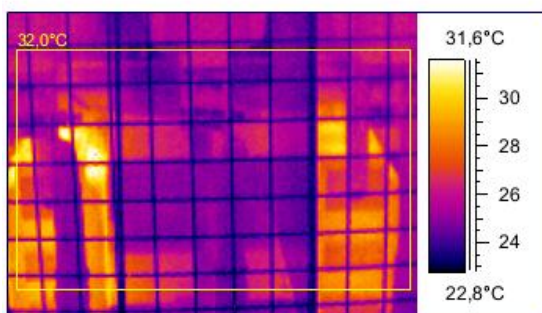
Tabela 4.1 – Análise físico-química do transformador em estudo.

Análise	**Datas de Coleta**								**Referência**
	Set. 2009	Dez. 2009	Abr. 2010	Out. 2010	Nov. 2011	Mar. 2012	Abr. 2013	Fev. 2014	
Índice de Neutralização (mgKOH/g óleo)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	≤ 0,5
Perdas Dielétricas a 25°C (%)	0,04	0,05	0,02	0,06	0,009	0,008	0,003	0,02	-
Rigidez Dielétrica (kV)	46	48	49	52	46	50	77	80	≥ 25
Tensão Interfacial (mN/m)	49	49	43	38	38	38	39	40	≥ 20
Cor	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	≤ 5
Teor de água (ppm)	4	14	4	5	4	5	2	3	≤ 40

Fonte: (TECLAB, 2014a)

A termografia é feita semestralmente pela Thermoconsult, (THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA, 2014a), empresa contratada e especializada em termografia e ultrassonografia de equipamentos elétricos. Nos resultados obtidos pela empresa, durante a inspeção de Janeiro de 2014, a temperatura das conexões, painel e disjuntor do transformador se mantiveram dentro do aceitável, como mostra as Figuras 4.2 e 4.3, nas quais podem ser observadas as faixas de temperaturas obtidas e o laudo da empresa contratada.

Figura 4.2 – Termografia do painel do cubículo do transformador

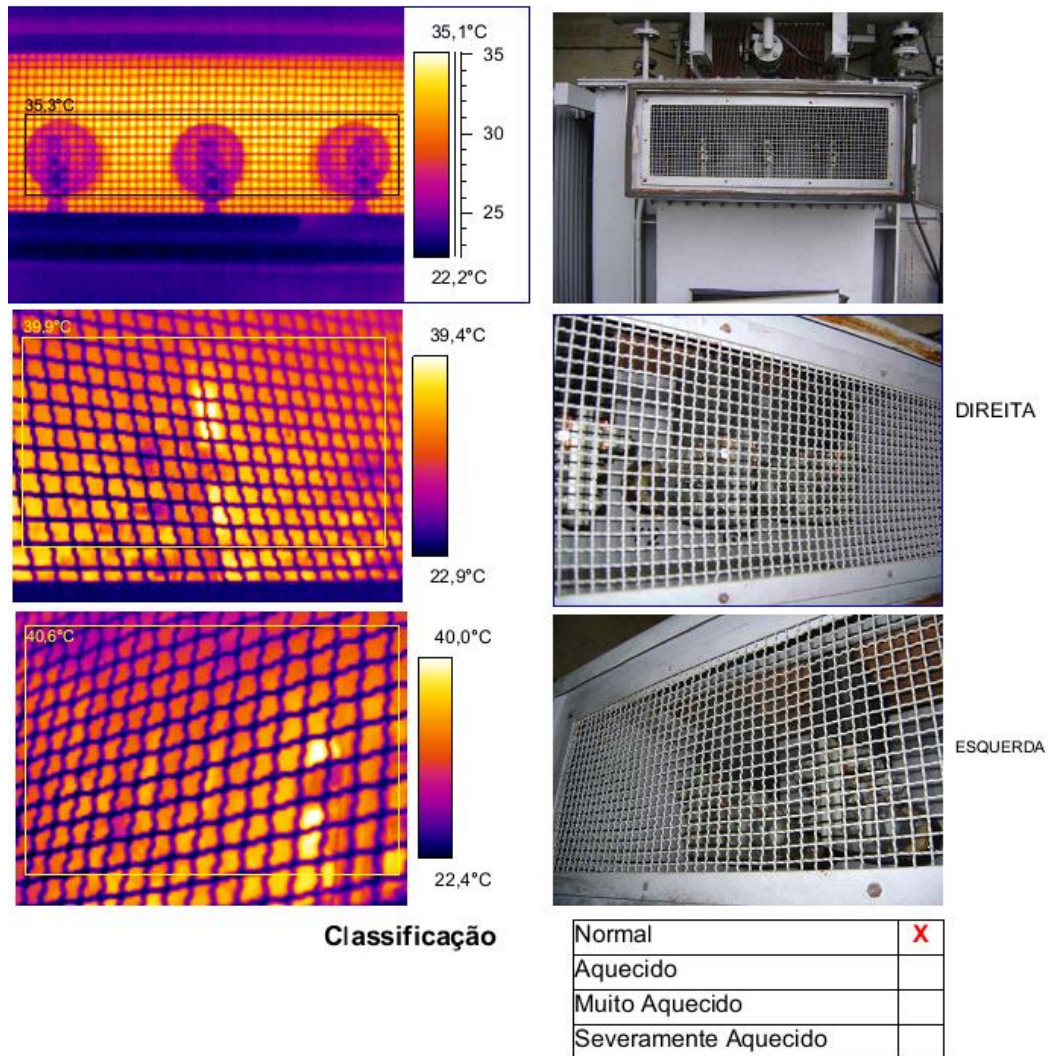
Código do roteiro: 122	09/01/2014	09:53:36 HORAS
Local / Área	Subestação Tandem	
Equipamento	Conexões dos Painéis	
Descrição	+S2E145	
Observação	Imagem térmica normal para referência	

Classificação

Normal	X
Aquecido	
Muito Aquecido	
Severamente Aquecido	

Fonte: (THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA, 2014a)

Figura 4.3 – Termografia das conexões do transformador

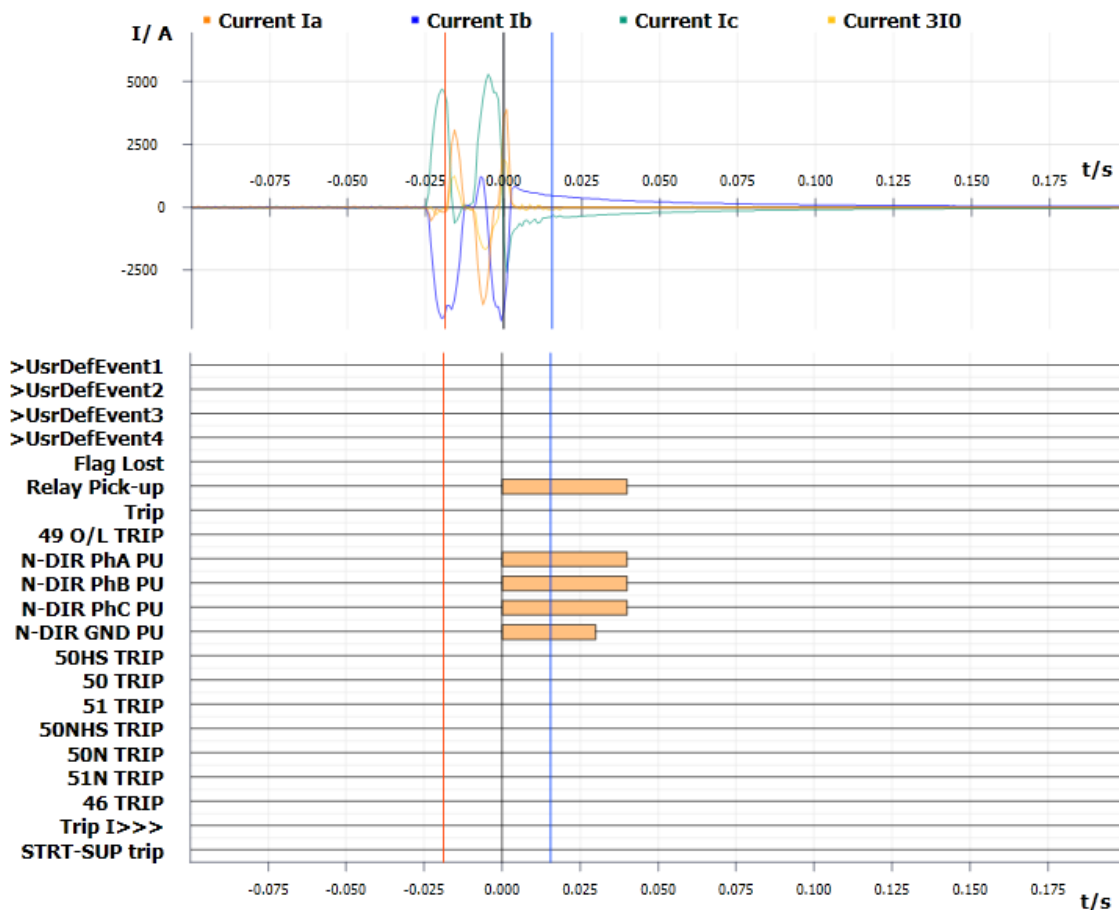
Código do roteiro: 32	07/01/2014	11:55:39 HORAS
Local / Área	SUBESTAÇÃO TANDEM	
Equipamento	TR + S2DE015	
Descrição	Conexões dos transformadores	
Observação	Imagem térmica normal para referência	

Classificação	
Normal	X
Aquecido	
Muito Aquecido	
Severamente Aquecido	

Fonte: (THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA, 2014a)

Como resultados da análise das oscilografias do relé do transformador foram encontrados evidências de curtos-circuitos sobre o transformador, o que é demonstrado por altos níveis de corrente no secundário, mostrando que os curtos estavam partindo do sistema que o transformador alimenta, ou seja, do motor de corrente contínua e do seu "*driver*" de retificação.

A Figura 4.4 exibe uma oscilografia do secundário deste transformador que demonstra tal condição, nela é possível observar altos níveis de corrente no secundário do transformador, notando-se que de acordo com os dados de placa do transformador, a corrente normal de

fornecimento do secundário, para a configuração 13800/750 V, é de 3079,2 A; enquanto que a corrente da oscilografia chega a 5000 A, o que acarreta um curto-circuito sobre o transformador e posteriormente a queima de fusíveis, o que é demonstrado pela ausência de atuação de *Trip* (não há barra laranja no campo *Trip*), o que indica que o relé não enviou comando para o disjuntor abrir. Assim, fica evidenciado que houve queima de fusíveis, uma vez que há ausência de corrente logo em seguida ao curto-circuito. Analisando a falta, verifica-se que o curto-circuito atingiu as três fases e o terra, uma vez que o *Pick-up* foi registrado nestas fases, o que pode ser observado por meio das barras laranjadas.

Figura 4.4 – Oscilografia do secundário do transformador em estudo.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Devido a esse curto-circuito, o transformador passou a ser analisado com maior frequência, em relação às oscilografias, demonstrando uma constância em termos de curtos-circuitos em seu secundário. Embora o equipamento seja protegido por disjuntor, o tempo que

ele leva para seccionar o circuito, e a grande magnitude de corrente do distúrbio do curto-circuito, geram solicitações mecânicas e elétricas no transformador, as quais ocasionam possíveis danos a estrutura e funcionamento do sistema.

A análise cromatografica é realizado pela empresa Teclab, (TECLAB, 2014b), sendo que para o transformador em estudo os resultados de acetileno tiveram uma alta, quando se analisa o histórico, assim como os gases hidrogênio, dióxido de carbono, etileno e oxigênio. A Tabela 4.2 demonstra o histórico de cromatografias do transformador em estudo.

Tabela 4.2 – Cromatografia do transformador em estudo.

Data da coleta	Set. 2009	Dez. 2009	Abr. 2010	Out. 2010	Jan. 2011	Abr. 2011	Mar. 2012	Abr. 2013	17 fev. 2014	25 fev. 2014
H_2	ND	10	15	4	5	3	21	18	41	35
O_2	6000	32000	34000	25000	30000	45000	38000	37000	25000	23000
N_2	22000	60000	62000	60000	78000	96000	72000	76000	42000	38000
CH_4	2	8	3	2	3	3	4	15	18	15
CO	7	113	190	177	192	234	207	298	255	226
CO_2	622	1100	1700	1900	1900	2400	3700	2100	1800	1600
C_2H_4	ND	2	2	1	3	3	4	7	51	42
C_2H_6	1	24	2	1	3	3	4	7	8	6
C_2H_2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	4	5

Fonte: (TECLAB, 2014b)

Os valores limites dos gases presentes na Tabela 4.2 são dados na NBR 7274 (ABNT, 2012), no entanto, o crescimento destes gases ao longo do tempo, mesmo que abaixo dos limites estabelecidos pela norma, deve ser analisado para identificar prováveis problemas futuros.

A análise do aumento da quantidade dos gases, por meio do método do gás chave, demonstra que o transformador estaria sofrendo arcos elétricos, devido ao aumento ao longo do tempo da concentração de acetileno e hidrogênio, acompanhado de um crescimento de metano e etileno, o que vem a comprovar o resultado encontrado pelas análises oscilográficas realizadas no relé do transformador em estudo.

O resultado das análises preditiva e o histórico de funcionamento do laminador a quente, foram então utilizados para encontrar o possível defeito no sistema que o secundário do transformador alimenta, o qual estava causando curtos-circuitos constantes.

Verificou-se então, por meio de um analisador de energia, que o aterramento do sistema de controle de retificação estava com um nível de ruído inaceitável para a operação adequado

dos SCR, chegando em torno de 3 V, quando o aceitável seria valores na faixa de milivolts, sendo o ideal a sua inexistência. O procedimento seguido foi o de reestruturar o sistema de aterramento do retificador, separando o circuito de aterramento de outros circuitos elétricos, essa separação se deu tanto em termos elétricos, quanto em espaçamento físico, de modo a evitar induções elétricas sobre o aterramento.

4.5 Defeito no transformador em estudo

Antes de se solucionar o problema dos curtos-circuitos no secundário do transformador, este sofreu um curto-circuito de alta intensidade, o que o levou a danos que impediram a continuação do seu funcionamento, ocasionando o desligamento do laminador a quente.

Para verificar o que ocorreu no transformador foram realizados os ensaios de resistência ôhmica dos enrolamentos e resistência de isolamento, pela empresa Siemens, a qual detectou uma variação de 7,1% nas buchas secundárias Y com fechamento em Delta e curto-circuito no enrolamento secundário X com fechamento em estrela ocorrido entre a barra central da estrela e massa.

Com os resultados obtidos passou a ser necessário a realização da inspeção da parte ativa do transformador, o que exige a retirada total do volume de óleo isolante do transformador.

A inspeção feita pela Siemens detectou os seguintes problemas:

- Barramentos das buchas secundárias X e Y retorcidos, além de um leve deslocamento dos enrolamentos de alta tensão, indicando movimentação em razão do curto-circuito que o transformador sofreu;
- Curto-circuito entre o fechamento das buchas X com fechamento em estrela e o terra, o que comprova o resultado inicial do ensaio de resistência de isolamento; curto-circuito entre o centro da estrela e o terra;
- Curto-circuito entre os barramentos dos enrolamentos da bucha Y com fechamento em Delta, o que comprova a discrepância do ensaio de resistência ôhmica.

As Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 mostram como ficou a parte ativa do transformador após o curto circuito.

Figura 4.5 – Estrutura distorcida após o arco elétrico.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Figura 4.6 – Ação do arco elétrico sobre a estrutura do transformador.

Fonte: (AUTOR, 2014)

Figura 4.7 – Barramento distorcido após o arco elétrico.

Fonte: (AUTOR, 2014)

A Figura 4.5 e 4.6 demonstram como a força do curto-circuito levou a uma distorção da estrutura do barramento do secundário do transformador, enquanto que a Figura 4.7 mostra uma visão de perfil do núcleo do transformador, demonstrando mais também a distorção dos barramentos devido ao curto-circuito sofrido pelo transformador.

4.6 Transformador de *backup*

A fábrica detentora do transformador em estudo privilegia todas as vertentes da manutenção, incluindo a manutenção corretiva planejada, sendo que para o caso de transformadores ela se caracteriza pela existência de transformadores reservas.

Para o equipamento em questão, de 8 MVA, a fábrica dispõe de um transformador reserva de 5 MVA, com as mesmas características de ligação. Devido ao fato deste ser de menor potência, foi necessário modificar o processo do laminador, de tal forma que a produção se mantivesse adequada e ele não se danificasse. Por outro lado, o transformador também teve que ser sobrecarregado, o que foi necessário para que o laminador garantisse a produção requerida.

Para garantir que o equipamento não fosse danificado pela sobrecarga, foi utilizado os procedimentos apresentados na obra de Mamede Filho (2011a), os quais especificam uma forma de sobrecarregar um transformador sem que este venha a se danificar. Para isso foi estudado a curva de carga e, devido a este estudo, aumentou-se a refrigeração do transformador, o que foi feito usando dois ventilador de grande porte direcionados para o transformador, além da refrigeração forçada realizada pelos ventiladores do próprio transformador, o que pode ser visto na Figura 4.8. Desta forma foi possível manter a temperatura do transformador sobre controle, embora este estivesse sobrecarregado.

Figura 4.8 – Ventilação forçada sobre o transformador reserva.

Fonte: (AUTOR, 2014)

O caso em estudo demonstra a importância da manutenção corretiva planejada, isso pode ser verificado pelo fato da empresa Siemens, contratada para o conserto do transformador em estudo, exigir três dias apenas para gerar uma proposta de trabalho.

Ainda demonstra a importância do planejamento corretivo o fato do problema em estudo ter ocorrido durante o Carnaval, o que levou a uma redução de mão-de-obra especializada para a correção do problema. Devido ao fato da manutenção corretiva ser do tipo planejada, essa redução foi contornada sem grandes dificuldades, entretanto, ainda assim o laminador ficou desativado durante 32 horas, devido a normal dificuldade em substituir transformadores de grande porte, o que pode ser exemplificado pela necessidade de um guindaste, o que por si só

já acarretou grande atraso na troca dos transformadores, já que o guindaste teve que ser contratado e vir de outra cidade, a Figura 4.9 mostra a troca do transformador.

Figura 4.9 – Substituição dos transformadores.

Fonte: (AUTOR, 2014)

4.7 Conserto do transformador em estudo

A empresa Siemens reestruturou e corrigiu os defeitos do transformador em estudo, além disso realizou os ensaios necessário para garantir que o transformador esteja em perfeita condição de funcionamento. A Figura 4.10 mostra os resultados obtidos dos ensaios para o transformador em estudo, em relação a ligação Dd0, enquanto que a Figura 4.11 mostra os resultados dos ensaios para a ligação Dy5, uma vez que este transformador possui dois secundários. Já a Tabela 4.3 mostra o resultado do ensaio de resistência de isolamento.

Os resultados mostram que todos os ensaios realizados tiveram seus valores dentro das faixas aceitáveis para o bom funcionamento de um transformador, conforme estabelecidos nas normas e práticas de manutenção, ou seja, no caso da resistência ôhmica dos enrolamentos, os desvios dos valores medidos, calculados de acordo com o apresentado na seção 3, devem ser inferiores a 1% quando analisados entre fases e 3% quando analisados entre os valores medidos e os dados de placa.

O ensaio de relação de transformação deve ser realizado para cada um dos tapes do transformador e os valores encontrados devem ter desvio máximo de 5%, quando comparados aos dados de placas, para o respectivo tape medido.

A resistência de isolamento tem seus valores mínimos admissíveis de acordo com a NBR 7036 (ABNT, 1990) como:

- Para transformadores em líquido isolante a 30 °C:

  - Transformadores a óleo mineral, silicone e alto ponto de fulgor, a isolação mínima deve ser cerca de 30 MΩ por kV da classe de isolação;

  - Transformadores a Ascarel, a isolação mínima deve ser cerca de 3 MΩ por kV da classe de isolação;

- Para transformadores em líquido isolante a 75 °C:

  - Transformadores a óleo mineral, silicone e alto ponto de fulgor, a isolação mínima deve ser cerca de 1,5 MΩ por kV da classe de isolação;

  - Transformadores a Ascarel, a isolação mínima deve ser cerca de 0,15 MΩ por kV da classe de isolação;

Figura 4.10 – Resultados para a conexão Dd0

TENSÃO APLICADA				TENSÃO INDUZIDA			
Alta tensão:	34 [kV]	Baixa tensão:	10 [kV]	Tensão:	1500 [V]	Freq.: 240,0 [Hz]	Temp: 30 [s]

RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO [GΩ] - 5[kVdc]				
AT–BT[M]: -	AT–M[BT]: -	BT–M[AT]: -	Núcleo-viga: -	Temp.: - [ºc]

RESISTÊNCIA ÔHMICA [Ω]

Der. Const. AT: 0,001 Const. BT: 0,001 Temp: 23,9 [ºc]

AT	H1 - H2	H2 - H3	H3 - H1
1	0,1098600	0,1100200	0,1097200
2	0,1068700	0,1069600	0,1067700
3	0,1040200	0,1043400	0,1039400
4	0,1011400	0,1013400	0,1010600
5	0,0986000	0,0986800	0,0985300
6			
7			
BT	**X1 - X2**	**X2 - X3**	**X3 - X1**
X	0,0007300	0,0007470	0,0007240
Y	0,0006140	0,0006000	0,0005680
-	0,0003330	0,0003320	0,0003180

RELAÇÃO DE TENSÃO / DESLOCAMENTO ANGULAR

Grupo de ligação: Dd0 Desvio máximo: 0,310 [%]

Der.	H1-H2 / X1-X2	H2-H3 / X2-X3	H3-H1 / X3-X1
1	19,380	19,370	19,370
2	18,900	18,900	18,900
3	18,430	18,430	18,430
4	17,950	17,950	17,950
5	17,530	17,530	17,530
6			
7			

DESCARGAS PARCIAIS [pC]

Freq. alim.: [Hz] Frequência de medição: [kHz]

Tensão ens.	Tempo [seg.]	H1 [pC]	H2 [pC]	H3 [pC]
		-	-	-

PERDAS EM VAZIO [Wo] E CORRENTE DE EXCITAÇÃO [Io%]

CTP: 10 CTC: 10 Frequência: 60,00 [Hz]

V BT [V]	V1 [V]	V2 [V]	V3 [V]	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	W1 [W]	W2 [W]	W3 [W]	Io%	Wo [W]
750,00	752,10	748,00	749,90	8,83	6,80	9,49	3260,00	2069,00	2760,00	0,14	8089,00

PERDAS EM CARGA [We] E IMPEDÂNCIA [Ez%]

Temp: 25 [ºc] CTP: 10 CTC: 80 Frequência: 60 [Hz] Referido à 75 [ºc] Conf.: AT/(BTX+BTY)

Der.	CN[A]	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	Ez [V]	W1 [W]	W2 [W]	W3 [W]	Wa [W]	We [W]	Z%	Wt [W]
1	318,8	314,9	317,0	318,9	914,5	15831,0	16141,0	16807,0	11576,0	53959,0	6,35	62048,0
2	326,5	326,8	328,9	330,9	897,8	16347,0	16694,0	17398,0	11605,0	54404,0	6,31	62493,0
3	334,7	332,1	334,3	336,3	862,9	16182,0	16529,0	17271,0	11599,0	54877,0	6,27	62966,0
4	343,3	338,0	340,3	342,3	828,1	16053,0	16412,0	17161,0	11610,0	55358,0	6,22	63447,0
5	352,3	348,4	350,8	352,9	808,4	16410,0	16760,0	17588,0	11769,0	56112,0	6,20	64201,0
6												
7												

VALORES GARANTIDOS

Derivação [V]	Io%	Wo [W]	We [W]	Wt [W]	Z%	Tensão de despacho [V]
13800 - 750	-	-	-	-	-	13800 - 750

OBSERVAÇÃO

1) Ensaios dielétricos realizados a 75%, conforme norma específica (conserto).
2) Ensaios realizados na presença dos inspetores.
3) (AT*BTY: 5,76%) / (AT*BTX: 5,92%) / (BTX*BTY: 11,1%)

CONCLUSÃO

Equipamento aprovado conforme norma NBR 5356. - Qualidade assegurada - Campo de Provas DT (TUSA - Jundiaí)

Fonte: (SIEMENS, 2014c)

Figura 4.11 – Resultados para a conexão Dy5

TENSÃO APLICADA		TENSÃO INDUZIDA		
Alta tensão: 34 [kV]	Baixa tensão: 10 [kV]	Tensão: 1500 [V]	Freq.: 240,0 [Hz]	Temp: 30 [s]

RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO [GΩ] - 5[kVdc]				
AT–BT[M]: -	AT–M[BT]: -	BT–M[AT]: -	Núcleo-viga: -	Temp.: - [ºc]

RESISTÊNCIA ÔHMICA [Ω]

Der. Const. AT: 0,001 Const. BT: 0,001 Temp: 23,9 [ºc]

AT	H1 - H2	H2 - H3	H3 - H1
1	0,1098600	0,1100200	0,1097200
2	0,1068700	0,1069600	0,1067700
3	0,1040200	0,1043400	0,1039400
4	0,1011400	0,1013400	0,1010600
5	0,0986000	0,0986800	0,0985300
6			
7			
BT	X1 - X2	X2 - X3	X3 - X1
X	0,0007300	0,0007470	0,0007240
Y	0,0006140	0,0006000	0,0005680
-	0,0003330	0,0003320	0,0003180

RELAÇÃO DE TENSÃO / DESLOCAMENTO ANGULAR

Grupo de ligação: Dy5 Desvio máximo: -0,270 [%]

Der.			
1	22,290	22,310	22,310
2	21,750	21,760	21,760
3	21,200	21,210	21,220
4	20,660	20,670	20,670
5	20,170	20,190	20,190
6			
7			

DESCARGAS PARCIAIS [pC]

Freq. alim.: [Hz] Frequência de medição: [kHz]

Tensão ens.	Tempo [seg.]	H1 [pC]	H2 [pC]	H3 [pC]
		-	-	-

PERDAS EM VAZIO [Wo] E CORRENTE DE EXCITAÇÃO [Io%]

CTP: 10 CTC: 10 Frequência: 60,00 [Hz]

V BT [V]	V1 [V]	V2 [V]	V3 [V]	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	W1 [W]	W2 [W]	W3 [W]	Io%	Wo [W]
750,00	752,10	748,00	749,90	8,83	6,80	9,49	3260,00	2069,00	2760,00	0,14	8089,00

PERDAS EM CARGA [We] E IMPEDÂNCIA [Ez%]

Temp: 25 [ºc] CTP: 10 CTC: 80 Frequência: 60 [Hz] Referido à 75 [ºc] Conf.: AT/(BTX+BTY)

Der.	CN[A]	I1 [A]	I2 [A]	I3 [A]	Ez [V]	W1 [W]	W2 [W]	W3 [W]	Wa [W]	We [W]	Z%	Wt [W]
1	318,8	314,9	317,0	318,9	914,5	15831,0	16141,0	16807,0	11576,0	53959,0	6,35	62048,0
2	326,5	326,8	328,9	330,9	897,8	16347,0	16694,0	17398,0	11605,0	54404,0	6,31	62493,0
3	334,7	332,1	334,3	336,3	862,9	16182,0	16529,0	17271,0	11599,0	54877,0	6,27	62966,0
4	343,3	338,0	340,3	342,3	828,1	16053,0	16412,0	17161,0	11610,0	55358,0	6,22	63447,0
5	352,3	348,4	350,8	352,9	808,4	16410,0	16760,0	17588,0	11769,0	56112,0	6,20	64201,0
6												
7												

VALORES GARANTIDOS

Derivação [V]	Io%	Wo [W]	We [W]	Wt [W]	Z%	Tensão de despacho [V]
13800 - 750	-	-	-	-	-	13800 - 750

OBSERVAÇÃO

1) Ensaios dielétricos realizados a 75%, conforme norma específica (conserto).
2) Ensaios realizados na presença dos inspetores.
3) (AT*BTY: 5,76%) / (AT*BTX: 5,92%) / (BTX*BTY: 11,1%)

CONCLUSÃO

Equipamento aprovado conforme norma NBR 5356. - Qualidade assegurada - Campo de Provas DT (TUSA - Jundiaí)

Fonte: (SIEMENS, 2014c)

Tabela 4.3 – Resultado do ensaio de resistência de isolamento.

	Valores em MΩ	Valores em MΩ
AT x BTX (M)	185000	168000
AT x BTY (M)	892000	68900
AT x M (BTY + BTX)	12300	11300
BTX x M (AT)	14300	13700
BTY x M (AT)	13300	10900
BTX x BTY (M)	95000	96800

Fonte: (SIEMENS, 2014c)

4.8 Retorno do transformador em estudo para a fábrica

Com a alteração do sistema de aterramento do "*driver*" do motor, não se verificou novos surtos significantes no transformador reserva que substitui o danificado, devido a isso e ao fato do transformador em estudo estar reparado, substituiu-se o transformador reserva pelo reparado.

Uma vez feita essa substituição e o comissionamento do transformador reparado, passou-se a realizar manutenções preditivas com maior frequência sobre esse transformador, para acompanhar se o problema dos surtos realmente havia sido resolvido.

As oscilografias dos relés do transformador não apresentaram distúrbios significativos, mostrando que não havia novos curtos-circuitos sobre o transformador.

A análise cromatográfica do transformador é mostrada na Tabela 4.4, nesta tabela é mostrado uma continuação do histórico de cromatografia iniciado na Tabela 4.2, sendo que o resultado do dia 06 março de 2014 é o obtido da coleta realizada poucos dias após o transformador ter sido danificado e as análises de Julho em diante se relacionam ao momento em que o transformador reparado foi reinstalado.

Tabela 4.4 – Cromatografia do transformador em estudo.

Data da coleta	6 mar. 2014	22 jul. 2014	13 ago. 2014	15 out. 2014
H_2	123	ND	ND	1
O_2	22000	28000	31000	24000
N_2	36000	78000	68000	56000
CH_4	24	ND	1	1
CO	227	19	48	88
CO_2	1500	181	472	532
C_2H_4	50	ND	1	1
C_2H_6	7	ND	1	1
C_2H_2	17	ND	ND	ND

Fonte: (TECLAB, 2014b)

Os resultados da Tabela 4.4 indicam que o transformador não estaria sofrendo curtos-circuitos, como vinha sofrendo, uma vez que os resultados dos gases acetileno, hidrogênio, etileno e metano ficaram constantes no tempo e extremamente baixos.

A análise físico-química é mostrada na Tabela 4.5 e é uma continuação da Tabela 4.1, novamente indicando que o transformador está em perfeitas condições operacionais.

Tabela 4.5 – Análise físico-química do transformador em estudo.

Data da coleta	13 ago. 2014	15 out. 2014	**Referência**
Índice de Neutralização (mgKOH/g óleo)	0,01	0,01	≤ 0,5
Perdas Dielétricas a 25°C (%)	0,03	0,04	-
Rigidez Dielétrica (kV)	84	86	≥ 25
Tensão Interfacial (mN/m)	39	37	≥ 20
Cor	0,5	0,5	≤ 5
Teor de água (ppm)	3	4	≤ 40

Fonte: (TECLAB, 2014a)

A manutenção preventiva, realizada de acordo com o exposto neste texto, não apresentou qualquer distúrbio não condizente com a depreciação normal do transformador, mostrando que este está em perfeitas condições de operação.

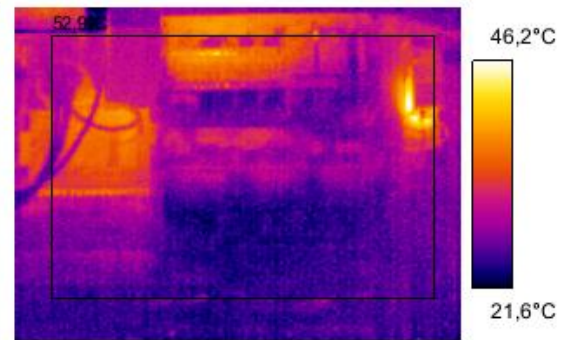
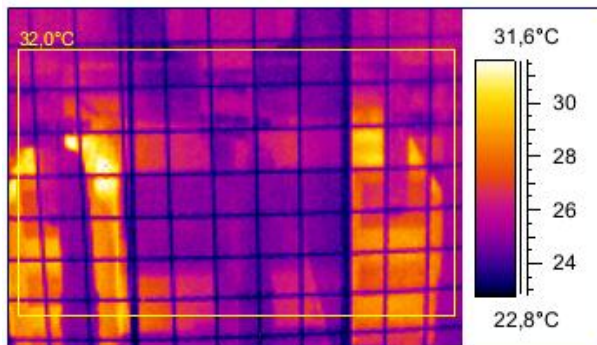
Por fim, a termografia não apresentou indícios de sobreaquecimento, demonstrando que o equipamento se encontra em perfeitas condições de trabalho, não sofrendo qualquer distúrbio de sobreaquecimento constante.

A Figura 4.12 e 4.13 mostram as termografias realizadas em agosto, um mês após o transformador reparado ser reinstalado.

Com os resultados obtidos nas manutenções e oscilografia, embasado na repetição no período apresentado, e no fato dos distúrbios que o transformador em estudo estava sofrendo terem periodicidade inferior a um mês, conclui-se que o problema realmente era relacionado ao aterramento do driver retificador do motor de corrente contínua e que os procedimentos adotados na correção do problema foram eficazes.

Figura 4.12 – Termografia das do painel do transformador

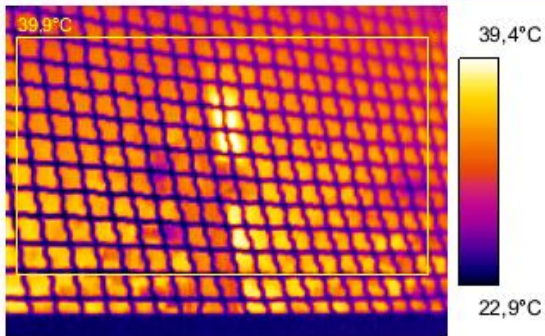
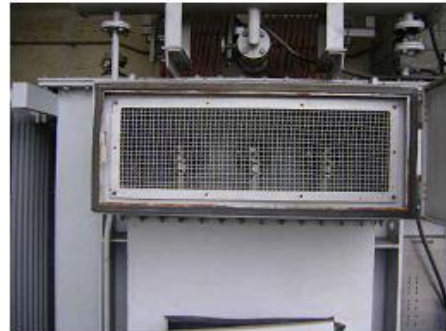
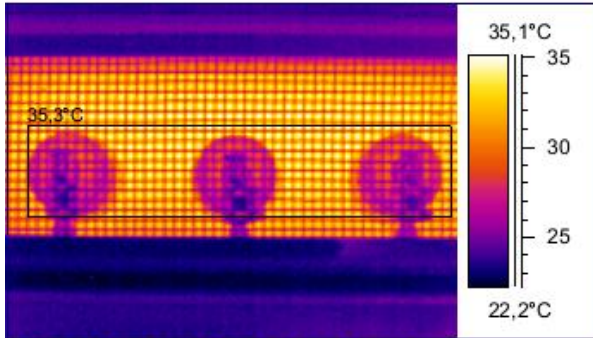
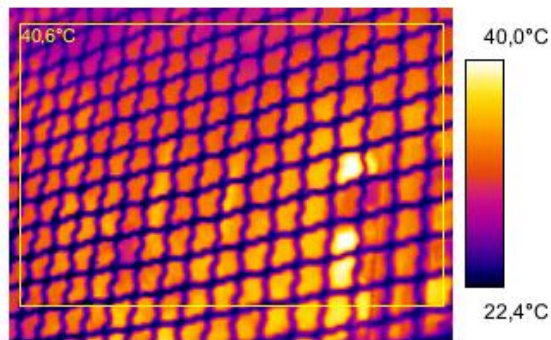
Código do roteiro: 122	28/08/2014	09:53:36 HORAS

Local / Área	Subestação Tandem
Equipamento	Conexões dos Painéis
Descrição	+S2E145
Observação	Imagem térmica normal para referência

Classificação

Normal	X
Aquecido	
Muito Aquecido	
Severamente Aquecido	

Fonte: (THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA, 2014b)

Figura 4.13 – Termografia das conexões do transformador

Código do roteiro: 32	27/08/2014	11:55:39 HORAS
Local / Área	SUBESTAÇÃO TANDEM	
Equipamento	TR + S2DE015	
Descrição	Conexões dos transformadores	
Observação	Imagem térmica normal para referência	

Fonte: (THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA, 2014b)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio do estudo de caso apresentado demonstra-se a importância da manutenção, uma vez que o transformador em questão era primordial ao processo produtivo e a empresa que foi contratada para repará-lo deu um prazo de três dias apenas para realizar a proposta de trabalho, levando um período aproximado de dois meses para repara-lo, ficando assim evidente a importância da manutenção corretiva planejada, uma vez que sem ela a empresa estaria parada por cerca de dois meses, o que além de prejuízo por falta de produção, levaria a multas por não cumprir contratos de fornecimento com os seus clientes.

Também se demonstra por meio deste trabalho a eficiência dos métodos de manutenção preditivos na detecção do problema que o transformador vinha sofrendo, o que é demonstrado pelos resultados obtidos na análise cromatográfica e nas oscilografias do relé, ambos indicando que o transformador estaria sofrendo curtos-circuitos, embora este tenha se danificado pela impossibilidade de se desativar o laminador até a correção do problema.

Devido ao fato do problema ter sido detectado e a periodicidade da manutenção preventiva, para o transformador usado no estudo de caso, ser superior a especificada na seção três, pode-se inferir que uma manutenção preditiva bem estruturada em instrumentos e técnicas tem a capacidade de ser utilizada para aumentar a periodicidade da manutenção preventiva, sem risco para a confiabilidade elétrica do sistema, isso devido ao fato dos ensaios e análises preditivas conseguirem detectar falhas atuais e futuras no sistema.

A vantagem em aumentar a periodicidade da manutenção preventiva se deve ao fato desta exigir um desligamento temporário do transformador, o que leva a impactos financeiros. Além disto a manutenção preditiva exige menor quantidade de mão de obra, embora esta tenha que ser mais especializada, o que acarreta redução de custo e também aumento da segurança no trabalho.

Por fim, o estudo demonstra que a manutenção preventiva é essencial ao bom funcionamento do equipamento, embora possa ter uma periodicidade superior ao indicado em normas, no entanto uma manutenção mínima adequada a um transformador de potência deve ser formada por elementos preditivos, preventivos e corretivos planejados, como apresentado, uma vez que a manutenção de um transformador deve garantir o fornecimento de energia para o sistema alimentado por este e a ausência de um desses elementos pode levar ao desligamento do sistema alimentado por ele, como ficou demonstrado no estudo de caso.

REFERÊNCIAS

ABB (Org.). **TEC – Sistema inteligente de monitoramento de transformadores**: De olho em seu transformador online. Disponível em: <http://www05.abb.com/global/scot/scot252.nsf/veritydisplay/bb9a1161206a1e6fc12576a200301729/$file/1zsc000857-abn pt rev 2.pdf>. Acesso em: 22 abr. 2014.

ABNT CATÁLOGO. **ABNT NBR 7037:1993**: CANCELADA. Disponível em: <http://www.abntcatalogo.com.br/norma.aspx?ID=005170>. Acesso em: 02 nov. 2014.

ALMEIDA, Antonio Tadeu Lyrio de. **Operação e Manutenção em Transformadores**. Itajubá: Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 2000.

ARCELOR, Cst (Org.). **TÉCNICAS DE INSPEÇÃO E PROCEDIMENTOS DE TESTES**. 2005. Disponível em: <http://www.abraman.org.br/Arquivos/42/42.pdf>. Acesso em: 28 set. 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1**: Transformador de potência parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro: Abnt, 2010. 95 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7036**: Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes. Rio de Janeiro: Abnt, 1990. 17 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7037**: Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Brasil: ABNT, 1993. 17 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070**: Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos. Brasil: Abnt, 2006. 19 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274**: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Brasil: Abnt, 2012. 18 p.

CAMINHA, A. C. **Introdução à proteção dos sistemas elétricos**. São Paulo: Edgard Blücher, 1977. 2011p.

CARVALHO, G. **Máquinas elétricas: Teoria e Ensaios**. São Paulo: Érica, 2011. 260p.

CASTRO, Alexandre Cézar de. **Transformadores – Corrente de energização - inrush**. Disponível em: <http://alexandrecezar.vl1.net2.com.br/inrusha.pdf>. Acesso em: 01 nov. 2014.

COMISSÃO DE NORMAS TÉCNICAS. **N-2475**: Inspeção Termográfica em Sistemas Elétricos. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1998. 11 p.

CSANYI, Edvard. **Power Transformer Turns Ratio Test**. Disponível em: <http://electrical-engineering-portal.com/power-transformer-turns-ratio-test>. Acesso em: 03 out. 2014.

DEL TORO, V. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Rio de Janeiro: LTC, 1999. 550p.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JUNIOR, C.; UMANS, S. D. **Máquinas elétricas com introdução a eletrônica de potência**. Bookman, 2006. 643p.

FLUKE (Org.). **Analisador de Qualidade de Energia Fluke 435 série II**. Disponível em: <http://www.fluke.com/fluke/brpt/Ferramentas-de-Qualidade-de-Energia/Logging-Power-Meters/Fluke-435-Series-II.htm?PID=73939>. Acesso em: 26 maio 2014.

KARDEC, A; NASCIF, J. **Manutenção**: Função Estratégica. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1999.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**, Vol. 1. Florianópolis:UFSC, 2005a. 283p.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**, Vol. 2. Florianópolis:UFSC, 2005b. 207p.

KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores**. Porto Alegre: Globo, 1982. 625p.

KRETZER, Kiliano José (Org.). **Equipamentos**. Disponível em: <http://www.belman.com.br/home/index.php?option=com_content&view=article&id=19:equipamentos&Itemid=32>. Acesso em: 25 set. 2014.

LORENCINI (Org.). **Análise Físico-Química**. Disponível em: <http://www.lorencinibrasil.com.br/analise-fisico-quimico.html>. Acesso em: 28 set. 2014a.

LORENCINI (Org.). **Análise Cromatrográfica**. Disponível em: <http://www.lorencinibrasil.com.br/analise-cromatografica.html>. Acesso em: 02 out. 2014b.

LOVIBOND (Org.). **Color of Oil – ASTM D1500 and ASTM D1524**. Disponível em: <http://lovibond.us/orbeco-hellige-comparator-705/oil-comparators-astm-d-1500-and-astm-d-1524/>. Acesso em: 27 set. 2014.

MAMEDE FILHO, João. **MANUAL DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS**. 3. ed. Rio de Janeiro: Ltc, 2011a. 778 p.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro: Ltc, 2011b. 604 p.

MEGGER (Org.). **Instruction Manual AVTMTTR20 for TTR20 Handheld TTR**. Norristown: Megger, 2005. Disponível em: <http://www.davis.com/Assets/manual_pdfs/20022-72.pdf>. Acesso em: 03 out. 2014.

MILASCH, Milan. **Manutenção de transformadores em líquido isolante**. São Paulo: Edgard Blucher, 1916.

MUNIZ FILHO, Jacyr et al. Desenvolvimento de Sensor Infravermelho para Detecção online de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante de Transformadores. **Revista Pesquisa e Desenvolvimento da Aneel**, Mato Grosso do Sul, n. 3, p.122-125, jun. 2009. Disponível em: < http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/REVISTAP&D3.PDF >. Acesso em: 26 maio 2014.

OMICRON. **Medição da Resistência de Enrolamento DC e Verificação do Comutador**. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=QcFeThZQM84>. Acesso em: 21 set. 2014.

OSTERMANN, Roberto. **Desenvolvimento de um sistema de gerenciamento de transformadores de potência instalados no sistema de transmissão da companhia estadual de energia elétrica**. 2006. 194 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006. Disponível em: <http://tede.pucrs.br/tde_busca/arquivo.php?codArquivo=212>. Acesso em: 25 maio 2014.

PAULINO, Marcelo. **Ensaio de resistência ôhmica de enrolamentos e avaliação do comutador sob carga**: Tipos de falhas e defeitos em transformadores de potência. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/documentos/fasciculos/ed-99_Fasciculo_Cap-IV-Manutencao-de-transformadores.pdf>. Acesso em: 21 set. 2014

PREDITIVA. **Analisador de energia trifásico - embrasul**. Disponível em: <http://www.preditiva.eco.br/tecnologia.php>. Acesso em: 14 set. 2014.

ROMIOTTO (Org.). **Evolução do Conceito de Medição de Temperatura Sem Contato.** Disponível em: <http://romiotto.com.br/uploads/documentos/tecnologia/evolucao-do-conceito-de-medicao-de-temperatura-sem-contato-romiotto-instrumentos.pdf>. Acesso em: 20 set. 2014.

SABER ELETRÔNICA (Org.). **Engenharia de manutenção: Uso da Termografia**. Disponível em: <http://www.sabereletronica.com.br/artigos/2790-engenharia-de-manuteno-uso-da-termografia>. Acesso em: 14 set. 2014.

SCARDAZZI, Alaor. **Ferramentas para o Monitoramento da Vida Útil de Transformadores**. São Paulo: Siemens, 2007. 47 slides, color. FIEE Elétrica 2007 - Empresa Siemens. Disponível em: < http://www.tec.abinee.org.br/2007/arquivos/s1002.pdf >. Acesso em: 26 maio 2014.

SENAI SC. **Manutenção Elétrica Industrial**. Itajaí: SENAI/SC, 2007. 230p.

SEVERO, José Aliezio A.; FANTIN, Klaxon V.; ALVES, Marcos. Experiência com a Monitoração On-Line de Transformadores Elevadores da Usina de Tucuruí. **XXI SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Florianópolis - Sc, p.1-6, 29 mar. 2012. Disponível em: <http://www.treetech.com.br/pt/artigos/XXISNPTEE_Eletronorte_MonitoracaoTucurui_2011.pdf>. Acesso em: 26 maio 2014.

SIEMENS (Org.). **Transformando Análises em Confiabilidade:** Monitores de Gases SITRAM® GAS-Guard 8 Transformer Lifecycle Management™. Disponível em: <http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/services/power-transmission-distribution/transformer-lifecycle-management/TLM_SITRAM_GAS-Guard_8_PT.pdf>. Acesso em: 26 maio 2014a.

SIEMENS (Org.). **Transformando Conocimiento en Disponibilidad**: Con SITRAM® MONITORING de TLM™ – Transformer Lifecycle Management™. Disponível em: <http://www.energy.siemens.com/br/pool/hq/services/power-transmission-distribution/transformer-lifecycle-management/on-line-monitoring/TLM_SITRAM_Monitoring_SP.pdf>. Acesso em: 23 maio 2014b.

SIEMENS. **Relatório de Ensaio**: Rotina. Jundiaí: Relatório Técnico, 2014c. 3 p.

SLACK, N; CHAMBERS, S; JOHNSTON, R. **Administração da Produção**. São Paulo: Atlas, 2002.

SOUZA, Bonifácio Benicio de; SILVA, Gustavo de Assis; SILVA, Elisangela Maria Nunes da. **Uso da termografia de infravermelho na avaliação das respostas fisiológicas e gradientes térmicos de cabras Anglo nubianas.** Disponível em: <http://m.farmpoint.com.br/radares-tecnicos/bemestar-e-comportamento-animal/uso-da-termografia-de-infravermelho-na-avaliacao-das-respostas-fisiologicas-e-gradientes-termicos-de-cabras-anglo-nubianas-78136n.aspx>. Acesso em: 20 set. 2014.

TECLAB. **Histórico Físico-Químico**. Pindamonhangaba: Relatório Técnico, 2014a.

TECLAB. **Histórico Cromatográfico**. Pindamonhangaba: Relatório Técnico, 2014b.

THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA. **RELATÓRIO DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA**: Inspeção de 25 a 29/08/2014. Pindamonhangaba: Relatório Técnico, 2014b. 233 p

THERMOCONSULT CONSULTORIA TERMOGRÁFICA LTDA. **RELATÓRIO DE INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA**: Inspeção de 06 a 10/01/2014. Pindamonhangaba: Relatório Técnico, 2014a. 233 p

TRANSFORMADORES, Densitel. **Ensaios de rotina em transformadores elétricos**. 2010. Disponível em: <http://www.osetoreletrico.com.br/web/component/content/article/58-artigos-e-materias-relacionadas/242-ensaios-de-rotina-em-transformadores-eletricos.htmll>. Acesso em: 27 jul. 2014.

TREETECH - Furnas: Ibiúna. Ibiúna: TreetechVideos, 2010. Son., color. Disponível em: <http://www.treetech.com.br/pt/viewVideo.php?id=12>. Acesso em: 26 maio 2014a.

TREETECH (Org.). **Sensores**. Disponível em: <http://www.treetech.com.br/pt/sensores.php>. Acesso em: 24 maio 2014b.